

VISIT...

LANZAROTE
Caliente.COM

М.А.Беркович В.А. Гладышев
В.А.Семенов

АВТОМАТИКА ЭНЕРГОСИСТЕМ

Допущено Министерством энергетики
и электрификации СССР в качестве учебника
для учащихся энергетических
и энергостроительных техникумов

3-е издание, переработанное и дополненное



МОСКВА
ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ
1991

М.А.Беркович В.А.Гладышев
В.А.Семенов

АВТОМАТИКА ЭНЕРГОСИСТЕМ

Допущено Министерством энергетики
и электрификации СССР в качестве учебника
для учащихся энергетических
и энергостроительных техникумов

3-е издание, переработанное и дополненное



МОСКВА
ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ
1991

Рецензент: Зуевский энергетический техникум,
преподаватель Т.С. Павлова

Беркович М.А. и др.

Б48 Автоматика энергосистем: Учеб. для техникумов/ М.А. Беркович, В.А. Гладышев, В.А. Семенов. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1991. — 240 с.: ил.

ISBN 5-283-01004-X

Приведены сведения об устройствах автоматического управления и регулирования в энергосистемах. Рассмотрены вопросы автоматического регулирования возбуждения синхронных машин и включения их на параллельную работу. Описаны устройства АПВ, АВР, противоаварийной автоматики. Второе издание вышло в 1985 г. В третьем издании описаны новые устройства автоматики, основанные на применении управляющих мини- и микроЭВМ.

Для учащихся техникумов по специальности "Эксплуатация электрооборудования и средств автоматизации энергосистем".

Б 2202080000-351 106-91
051(01)-91

ББК 31.27-05

© Издательство "Энергия", 1980

© Энергоатомиздат, 1985

© Авторы, 1991, с изменениями

ISBN 5-283-01004-X

ПРЕДИСЛОВИЕ

Энергетическая программа СССР на длительную перспективу предусматривает дальнейшее развитие Единой энергосистемы (ЕЭС) СССР. Ввод в эксплуатацию линий электропередачи высокого и сверхвысокого напряжения, электростанций большой мощности, интенсивное развитие основных и распределительных сетей чрезвычайно усложнили проблему управления нормальными и аварийными режимами. Нормальная работа энергосистем, предотвращение развития аварийных ситуаций обеспечиваются различными устройствами автоматики, эффективность и правильное функционирование которых определяют надежность работы энергосистем.

Книга является учебником по автоматике энергосистем для средних специальных учебных заведений электроэнергетического профиля. Объем и содержание книги соответствуют программе курса "Автоматика энергосистем", читаемого по специальности "Эксплуатация электрооборудования и средств автоматизации энергосистем".

Основное отличие третьего издания от предыдущего состоит в том, что в нем наряду с традиционными устройствами автоматики, получившими широкое распространение в энергосистемах, описаны системы и устройства автоматического управления, базирующиеся на современных средствах вычислительной техники.

Авторы приносят глубокую благодарность рецензенту Т.С. Павловой за полезные советы при подготовке рукописи к изданию.

Все замечания и пожелания следует направлять по адресу: 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10, Энергоатомиздат.

Авторы

ВВЕДЕНИЕ

Под автоматизацией энергосистем понимается внедрение устройств и систем, осуществляющих автоматическое управление схемой и режимами (процессами производства, передачи и распределения электроэнергии) энергосистем в нормальных и аварийных условиях. Автоматизация энергосистем обеспечивает нормальное функционирование элементов энергосистемы, надежную и экономичную работу энергосистемы в целом, требуемое качество электроэнергии.

Основная особенность энергетики, отличающая ее от других отраслей промышленности, состоит в том, что в каждый момент времени выработка мощности должна строго соответствовать ее потреблению. Поэтому при увеличении или уменьшении потребления мощности должна немедленно увеличиваться или уменьшаться ее выработка на электростанциях. Нарушение нормального режима работы одного из элементов может отразиться на работе многих элементов энергосистемы и привести к нарушению всего производственного процесса. Другая, не менее важная особенность состоит в том, что электрические процессы при нарушении нормального режима протекают так быстро, что оперативный персонал электростанций и подстанций не успевает вмешаться в протекание процесса и предотвратить его развитие. Эти особенности энергетики определили необходимость широкой автоматизации энергосистем.

Все устройства автоматики можно разделить на две большие группы: устройства технологической и системной автоматики. Технологическая автоматика является местной автоматикой, выполняющей функции управления локальными процессами на энергообъекте и поддержания на заданном уровне или регулирования по определенному закону местных параметров, на оказывая существенного влияния на режим энергосистемы в целом.

Системная автоматика осуществляет функции управления, оказывающие существенное влияние на режим работы всей энергосистемы или ее значительной части. По функциональному назначению системная автоматика разделяется на автоматику управления в нормальных режимах и автоматику управления в аварийных режимах.

К автоматике управления в нормальных режимах относятся устройства автоматического регулирования частоты и активной мощности (АРЧМ), автоматического регулирования напряжения на шинах электростанций и подстанций и др. С помощью устройств автоматики управления в нормальных режимах обеспечиваются установленное качество

электроэнергии по частоте и напряжению, повышение экономичности работы и запаса устойчивости параллельной работы.

К автоматике управления в аварийных режимах относятся наряду с устройствами релейной защиты (рассматриваемыми в другом курсе) также сетевая автоматика, осуществляющая включение резерва, повторное включение элементов оборудования (линий трансформаторов, шин), форсировку возбуждения синхронных машин, и противоаварийная автоматика. С помощью противоаварийной автоматики осуществляются разгрузка линий электропередачи для предотвращения нарушения устойчивости параллельной работы, прекращение асинхронного режима делением энергосистем, отключение для предотвращения развития аварии части потребителей по факту недопустимо низкой частоты или напряжения, ликвидация кратковременных повышений частоты и напряжения, представляющих опасность для оборудования.

Все устройства автоматики независимо от выполняемых функций можно разделить также на две группы: устройства автоматического управления и устройства автоматического регулирования.

Настоящая книга посвящена рассмотрению главным образом устройств системной автоматики, имеющих массовое применение, и некоторых устройств технологической автоматики. Основное внимание в книге обращено на рассмотрение физической сущности явлений, происходящих в энергосистемах, а также принципов действия и схем современных устройств автоматики.

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ПО АВТОМАТИКЕ

1.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕОРИИ
АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ И РЕГУЛИРОВАНИЯ

Устройства автоматического управления

Под автоматическим управлением понимается выполнение устройством автоматики действий по заданной программе при возникновении внешних возмущающих воздействий. Внешними возмущающими воздействиями являются изменение схем или параметров режима объекта управления, а также команды персонала на пуск устройства автоматики и др. Устройства автоматического управления перестают действовать после выполнения программы или после исчезновения возмущающего воздействия.

Устройства автоматического управления независимо от назначения характеризуются одинаковым принципом построения. Структурная схема устройства управления показана на рис. 1.1. Основными элементами устройства управления являются измерительный (пусковой) орган, программное устройство, усилитель-преобразователь, исполнительный орган.

При возникновении возмущающего воздействия измерительный (пусковой) орган определяет значение этого воздействия и при достижении возмущающим воздействием значения, равного уставке измерительного (пускового) органа, осуществляет пуск устройства. При этом устройство начинает действовать по заданной программе, которая характеризуется назначением устройства, видом возмущающего и управляющего воздействий. Программное устройство вырабатывает сигнал управляющего воздействия, при этом уровень сигнала зависит от интенсивности возмущающего воздействия. Однако в ряде случаев мощность этого сигнала недостаточна для изменения режима работы объекта управления. Поэтому устройство управления содержит усилитель сигнала программного устройства. Одновременно усилитель преобразует сиг-

нал таким образом, чтобы он был удобен для воздействия на объект. Исполнительный орган осуществляет воздействие на объект управления.

Примером устройства автоматического управления, действующего по факту возмущения, является устройство автоматической частотной разгрузки (АЧР) (см. гл. 9). Измерительным (пусковым) органом этого устройства, фиксирующим глубокое снижение частоты в энергосистеме, является реле частоты. В качестве усилительного и исполнительного органа используются промежуточные реле, действующие на отключение линейных, трансформаторных, секционных и других выключателей, через которые осуществляется питание нагрузки.

Устройство управления, действующее по факту изменения положения внешнего устройства или по команде персонала, имеет аналогичную структуру. Примером такого устройства управления может служить устройство автоматического включения синхронных генераторов (см. гл. 6).

Системы автоматического управления в большинстве случаев являются системами разомкнутого типа: все элементы системы действуют в одном направлении, обратное воздействие элементов друг на друга отсутствует.

Устройства автоматического регулирования

Под автоматическим регулированием понимается непрерывный процесс поддержания какой-либо регулируемой величины на неизменном уровне или процесс изменения этой величины по заранее заданному закону при любых возмущающих воздействиях. Устройства, выполняющие указанную функцию, называются автоматическими регуляторами.

Регулируемой величиной называется физический параметр, который следует поддерживать неизменным или менять по определенному закону. Такими параметрами в энергосистемах являются напряжение, частота, активная и реактивная мощности.

Системы автоматического регулирования содержат те же элементы, что и системы автоматического управления.

В зависимости от принципа регулирования все регуляторы можно разделить на два класса: регуляторы, использующие принцип регулирования по возмущению, и регуляторы, использующие принцип регулирования по отклонению регулируемой величины от заданного значения. Имеются комбинированные системы регулирования, использующие оба принципа.

Структурная схема системы регулирования по возмущению повторяет схему системы автоматического управления на рис. 1.1. Принцип регулирования по возмущению состоит в том, что измерительный орган регулятора реагирует на изменение одного или нескольких возмущающих воздействий, оказывающих наиболее существенное влияние на регулируе-

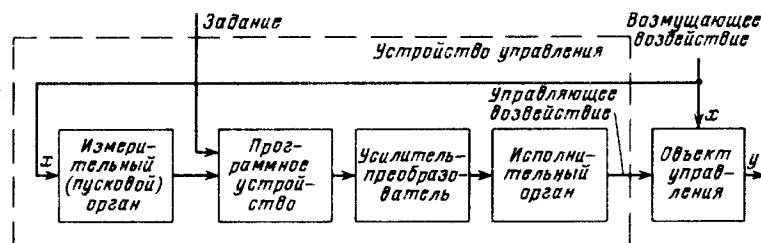


Рис. 1.1. Структурная схема системы автоматического управления

мую величину. При возникновении такого возмущения измерительный орган через остальные элементы регулятора оказывает воздействие на объект регулирования таким образом, чтобы регулируемая величина имела заданное значение, причем регулирующее воздействие тем больше, чем больше возмущающее воздействие.

Примером регулятора по возмущению является устройство компандирования синхронных генераторов, которое осуществляет регулирование возбуждения генератора в зависимости от тока статора (см. § 7.4).

Принцип регулирования по отклонению регулируемой величины от заданного значения состоит в том, что измерительный орган регулятора сравнивает действительное значение регулируемой величины y с заданным значением y_0 (рис. 1.2).

При наличии рассогласования измерительный орган вырабатывает сигнал регулирующего воздействия z_1 , который стремится восстановить регулируемую величину. При этом знак регулирующего воздействия должен быть противоположен знаку отклонения регулируемой величины Δy . Величина и знак отклонения определяют интенсивность и направление процесса регулирования.

Для обеспечения непрерывности регулирования необходимо, чтобы на вход измерительного органа непрерывно подавался сигнал, пропорциональный регулируемой величине, т.е. должна существовать связь выхода системы регулирования с ее входом. Эта связь получила название главной (или основной) обратной связи. Наличие главной обратной связи является характерной особенностью регуляторов, работающих на принципе выявления отклонения регулируемой величины. Таким образом, по своей структуре системы регулирования по отклонению являются автоматическими системами замкнутого типа.

Кроме главной обратной связи регуляторы содержат дополнительные (внутренние) обратные связи. Дополнительные обратные связи связывают выход какого-либо звена регулятора с его входом или входом любого предыдущего звена. Эти связи корректируют значение регулирующего воздействия и тем самым изменяют характер регулирования. Существуют положительные (ПОС) и отрицательные (ООС) обратные связи.

Положительная обратная связь характеризуется тем, что сигнал этой связи совпадает по знаку с основным сигналом, поступающим на вход звена, охваченного этой связью. Действие положительной обратной связи приводит к увеличению коэффициента усиления основного звена. Это свойство ПОС используется в усилителях для получения больших значений коэффициентов усиления. Кроме того, ПОС используется для придания процессу регулирования требуемого характера.

Отрицательная обратная связь создает дополнительное регулирующее воздействие $z_{о.с.}$, противоположное по знаку основному регулирующему воздействию z_1 . Отрицательная обратная связь способствует стабилизации процесса регулирования, уменьшает величину перерегулирования (см. рис. 1.4, а) при необходимости может полностью исключить перерегулирование (см. рис. 1.4, б). Орган ООС также позволяет придавать процессу регулирования требуемый характер.

1.2. ХАРАКТЕРИСТИКИ РЕГУЛИРОВАНИЯ

К регуляторам предъявляются определенные требования, относящиеся к качеству процесса регулирования. Показателями качества процесса регулирования являются точность регулирования в установившемся режиме, быстродействие системы регулирования, характер переходного процесса (колебательный или апериодический), величина перерегулирования и др. Качество процесса регулирования может быть оценено по характеристикам регулирования. Различают статические и динамические характеристики.

Статической характеристикой системы автоматического регулирования называется зависимость регулируемой величины от одного из возмущающих воздействий.

Статическая характеристика определяет, насколько точно регулятор поддерживает регулируемую величину или изменяет ее по определенному закону при возникновении возмущающих воздействий.

Примеры статических характеристик показаны на рис. 1.3. В общем случае установившееся значение регулируемой величины y_2 после действия регулятора отличается от исходного значения y_1 . Степень изменения регулируемой величины принято характеризовать коэффициентом статизма k_c , который определяет наклон характеристики:

$$k_c = \operatorname{tg} \alpha = \frac{\Delta y}{\Delta x} \quad (1.1)$$

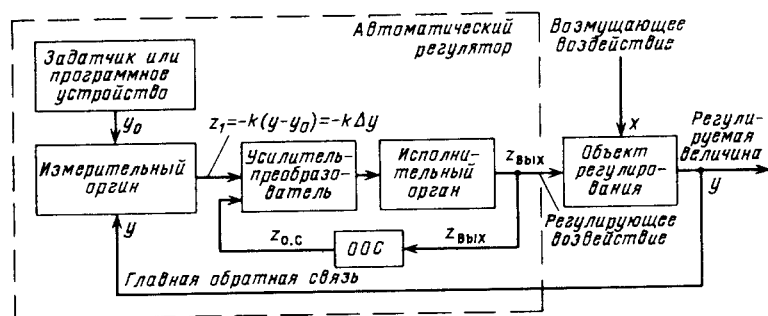


Рис. 1.2. Структурная схема системы автоматического регулирования по отклонению регулируемой величины

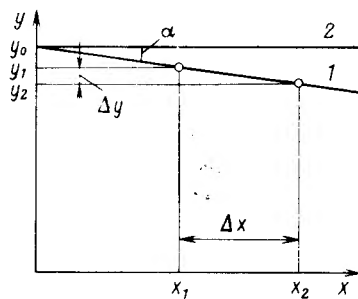
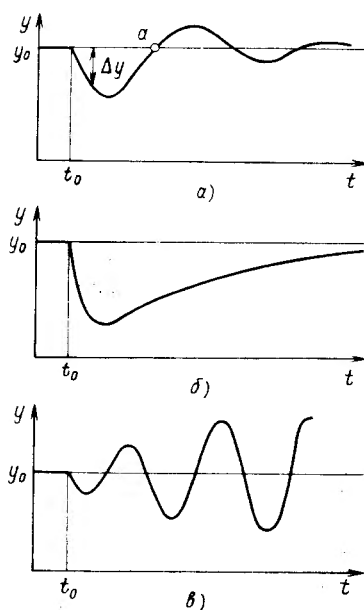


Рис. 1.3. Статическая (1) и астатическая (2) характеристики регулирования

Рис. 1.4. Динамические характеристики регулирования:

a — периодическая при устойчивом регулировании; *б* — аperiodическая; *в* — периодическая при неустойчивом регулировании



Принято считать коэффициент статизма положительным, если регулируемая величина уменьшается при возрастании величины возмущающего воздействия (характеристика 1 на рис. 1.3).

Обычно коэффициент статизма выражается в относительных единицах:

$$k_{с*} = \frac{\Delta y / y_{ном}}{\Delta x / x_{ном}} = \frac{\Delta y_*}{\Delta x_*}, \quad (1.2)$$

где $x_{ном}$ и $y_{ном}$ — номинальные значения параметра (возмущающего воздействия), на который реагирует регулятор, и регулируемой величины.

При $\Delta x_* = 1,0$ получим

$$k_{с*} = \Delta y_*. \quad (1.3)$$

Таким образом, коэффициент статизма в относительных единицах равен относительному изменению регулируемой величины при изменении возмущающего воздействия от нуля до номинального значения. Обычно коэффициент статизма регуляторов невелик и составляет 2–6%.

Характеристика с коэффициентом статизма, равным нулю, получила название *астатической* (характеристика 2 на рис. 1.3). Регуляторы, обладающие астатической характеристикой, обеспечивают постоянство регулируемой величины независимо от возмущающего воздей-

ствия. Однако эта характеристика не позволяет распределить в заданном соотношении величину регулирующего воздействия между параллельно работающими объектами. Для этой цели удобно использовать регуляторы со статическими характеристиками.

Динамическая характеристика системы автоматического регулирования называется зависимостью изменения регулируемой величины от времени в процессе регулирования при внезапном возникновении возмущающего воздействия. Характер переходного процесса зависит от характеристик элементов, входящих в систему регулирования, от коэффициентов усиления этих элементов, наличия обратных связей и их характеристик.

Различают несколько видов динамических характеристик. На рис. 1.4, *a* показана характеристика с *периодическим* изменением регулируемой величины. В момент времени t_0 возникает возмущение, которое вызывает уменьшение регулируемой величины. При появлении отклонения Δy вступает в действие регулятор, который стремится восстановить регулируемую величину. В точке *a* регулируемая величина достигает исходного значения, однако из-за инерции элементов регулятора и объекта процесс ее увеличения будет продолжаться. Появится отклонение регулируемой величины другого знака, и регулятор начнет действовать на уменьшение регулируемой величины. Процесс регулирования будет иметь колебательный характер. При устойчивом регулировании система после нескольких колебаний установится на определенном значении регулируемой величины. Как видно из характеристики, в переходном процессе имеется *перерегулирование*, которое в некоторых случаях может оказаться недопустимым. Выбрав соответствующий орган отрицательной обратной связи, можно получить характеристику с *аperiodическим* изменением регулируемой величины (рис. 1.4, *б*). Она характеризуется монотонным изменением регулируемой величины.

Одним из показателей качества регулирования является *быстродействие* системы регулирования. Быстродействие определяется временем переходного процесса, отсчитываемым от начала возмущения до момента, когда отклонение регулируемой величины от установившегося значения не превышает некоторой достаточно малой величины. Быстродействие системы регулирования, настроенной на периодическую характеристику, несмотря на колебательность переходного процесса обычно выше быстродействия аperiodически настроенной системы регулирования.

При неправильно настроенных элементах регулятора система регулирования может оказаться неустойчивой, когда любое незначительное возмущение приводит к незатухающему колебательному процессу (рис. 1.4, *в*).

Вопросы для самопроверки

1. Из каких основных элементов состоят устройства автоматического управления и автоматического регулирования? Что общего имеют эти устройства и в чем состоит их различие?
2. В чем состоит принцип регулирования по возмущению и по отклонению регулируемой величины?
3. Что такое обратная связь? Назовите виды обратных связей и укажите их назначение.
4. Какие показатели характеризуют качество регулирования? Какие зависимости определяют статические и динамические характеристики регулирования?
5. Что такое коэффициент статизма и в чем заключается его физический смысл?

Глава вторая

АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОВТОРНОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ (АПВ)

2.1. НАЗНАЧЕНИЕ АПВ

Значительная часть коротких замыканий (КЗ) на воздушных линиях электропередачи (ВЛ), вызванных перекрытием изоляции, схлестыванием проводов и другими причинами, при достаточно быстром отключении повреждений релейной защитой самоустраняется. При этом электрическая дуга, возникшая в месте КЗ, гаснет, не успевая вызвать существенных разрушений, препятствующих обратному включению линии под напряжение. Такие самоустраняющиеся повреждения принято называть *неустойчивыми*. Статистические данные о повреждаемости ВЛ за многолетний период эксплуатации показывают, что доля неустойчивых повреждений весьма высока и составляет 50–90%.

Поскольку отыскание места повреждения на линии электропередачи путем ее обхода требует длительного времени, а многие повреждения имеют неустойчивый характер, обычно при ликвидации аварийного нарушения режима оперативный персонал производит опробование ВЛ обратным включением под напряжение. Эту операцию называют *повторным включением*. Линия, на которой произошло неустойчивое повреждение, при повторном включении остается в работе. Поэтому повторные включения при неустойчивых повреждениях принято называть *успешными*.

Реже на ВЛ возникают такие повреждения, как обрывы проводов, тросов или гирлянд изоляторов, падение или поломка опор и т.д. Такие повреждения не могут самоустраниться, поэтому их называют *устойчивыми*. При повторном включении ВЛ, на которой произошло устойчивое повреждение, вновь возникает КЗ и она вновь отключается

защитой. Поэтому повторные включения линий при устойчивых повреждениях называются *неуспешными*.

Для ускорения повторного включения линий и уменьшения времени перерыва электроснабжения потребителей широко используются специальные устройства *автоматического повторного включения* (АПВ). Время действия АПВ обычно составляет от 0,5с до нескольких секунд.

Согласно Правилам устройств электроустановок (ПУЭ) обязательно применение АПВ на всех воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линиях напряжением выше 1 кВ. Автоматическое повторное включение восстанавливает нормальную схему сети также и в тех случаях, когда отключение выключателя происходит вследствие ошибок персонала или ложного действия релейной защиты.

Как показывает опыт эксплуатации, успешность действия АПВ на ВЛ 110–220 кВ достигает 75–80%, на линиях сверхвысокого напряжения 330 кВ — 65–70%, а 500–750 кВ — около 50%. Наиболее эффективно применение АПВ на линиях с односторонним питанием, так как в этих случаях каждое успешное действие АПВ восстанавливает питание потребителей и предотвращает аварию.

Неустойчивые КЗ часто возникают не только на ВЛ, но и на шинах подстанций. Поэтому на подстанциях, оборудованных быстродействующей защитой шин, также применяется АПВ, которое производит повторную подачу напряжения на шины в случае их отключения релейной защитой; АПВ шин имеет высокую эффективность, поскольку каждый случай успешного действия предотвращает аварийное отключение целой подстанции или ее части.

Устройствами АПВ оснащаются также все одиночно работающие трансформаторы мощностью 1000 кВ·А и более и трансформаторы меньшей мощности, питающие ответственную нагрузку. Устройства АПВ на трансформаторах выполняются так, чтобы их действие происходило при отключении трансформатора максимальной токовой защитой. Повторное включение при повреждении самого трансформатора, когда он отключается защитами от внутренних повреждений, как правило, не производится. Успешность действия устройств АПВ трансформаторов и шин так же высока, как и устройств АПВ ВЛ, и составляет 70–90%.

В ряде случаев АПВ используется на кабельных и смешанных кабельно-воздушных тупиковых линиях 6–10 кВ. При этом, несмотря на то что повреждения кабелей бывают, как правило, устойчивыми, успешность АПВ составляет 40–60%. Это объясняется тем, что АПВ восстанавливает питание потребителей при неустойчивых повреждениях на шинах подстанций, при отключении линий вследствие перегрузки, при ложных и неселективных действиях релейной защиты. Применение АПВ позволяет в ряде случаев упростить схемы релейной защиты и ускорить отключение КЗ в сетях, что также является положительным качеством этого вида автоматики.

2.2. КЛАССИФИКАЦИЯ УСТРОЙСТВ АПВ. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К СХЕМАМ АПВ

В эксплуатации получили применение следующие виды устройств АПВ: трехфазные, осуществляющие повторное включение трех фаз выключателя после их отключения релейной защитой; однофазные, осуществляющие включение одной фазы выключателя, отключенной релейной защитой при однофазных КЗ; комбинированные, осуществляющие включение трех фаз (при междуфазных повреждениях) или одной фазы (при однофазных КЗ).

Трехфазные устройства АПВ в свою очередь подразделяются на несколько видов: простые (ТАПВ), быстродействующие (БАПВ), с проверкой наличия напряжения (АПВНН), с ожиданием синхронизма (АПВОС), с улавливанием синхронизма (АПВУС) и др.

По виду оборудования, на которое действием устройств АПВ повторно подается напряжение, различают АПВ линий, шин, трансформаторов.

По числу циклов (кратности действия) различают АПВ однократного действия и многократного действия.

Устройства АПВ, выполненные с помощью специальных релейных схем, называют электрическими, а встроенные в грузовые или пружинные приводы — механическими.

Схемы АПВ в зависимости от конкретных условий могут существенно отличаться одна от другой. Однако все они должны удовлетворять следующим основным требованиям:

1) схемы АПВ должны приходить в действие при аварийном отключении выключателя (или выключателей), находившегося в работе. В некоторых случаях схемы АПВ должны удовлетворять дополнительным требованиям, при выполнении которых разрешается пуск АПВ: например при наличии или, наоборот, при отсутствии напряжения, при наличии синхронизма, после восстановления частоты и т.д.;

2) схемы АПВ не должны приходить в действие при оперативном отключении выключателя персоналом, а также в случаях, когда выключатель отключается релейной защитой сразу после его включения персоналом (т.е. при включении выключателя на КЗ), поскольку повреждения в этом случае обычно бывают устойчивыми. В схемах АПВ должна также предусматриваться возможность запрета действия АПВ при срабатывании отдельных защит. Так, например, как правило, не допускается действие АПВ трансформаторов при внутренних повреждениях в них, когда срабатывает газовая или дифференциальная защита. В отдельных случаях не допускается действие АПВ линий при срабатывании дифференциальной защиты шин;

3) схемы АПВ должны обеспечивать определенное количество повторных включений, т.е. действие с заданной кратностью. Наибольшее распространение получило АПВ однократного действия. Применяются также АПВ двукратного, а в некоторых случаях и трехкратного действия;

4) время действия, как правило, должно быть минимально возможным, для того чтобы обеспечить быструю подачу напряжения потребителям и восстановление нормального режима работы. Наименьшая выдержка времени, с которой производится АПВ на линиях с односторонним питанием, принимается 0,3—0,5 с. Вместе с тем в некоторых случаях, когда наиболее вероятны повреждения, вызванные набросами и касаниями проводов передвижными механизмами, целесообразно для повышения успешности АПВ принимать выдержки времени порядка нескольких секунд;

5) схемы АПВ должны обеспечивать автоматический возврат в исходное положение готовности к новому действию после включения в работу выключателя, на который действует АПВ.

2.3. УСТРОЙСТВО АПВ ОДНОКРАТНОГО ДЕЙСТВИЯ

Принципиальная схема АПВ для линии с масляным выключателем приведена на рис. 2.1. В комплектное устройство РПВ-01 входят: реле времени KT типа РВ-01 (ЭВ 133)¹ с добавочным резистором $R1$ для обеспечения термической стойкости реле; промежуточное реле $KL1$ с двумя обмотками — параллельной и последовательной; конденсатор C (20 мкФ), обеспечивающий однократность действия АПВ; зарядный резистор $R2$ (1,1 МОм) и разрядный резистор $R3$ (510 Ом).

В рассматриваемой схеме дистанционное управление выключателем производится ключом управления SA , у которого предусмотрена фиксация положения последней операции. Поэтому после операции включения ключ управления остается в положении "Включено" (B_2), а после операции отключения — в положении "Отключено" (O_2). Когда выключатель включен и ключ управления находится в положении "Включено", к конденсатору C подводится плюс оперативного тока через контакты ключа, а минус — через зарядный резистор $R2$. При этом конденсатор заряжен и схема АПВ находится в состоянии готовности к действию.

При включенном выключателе реле положения "Отключено" KQT , осуществляющее контроль исправности цепей включения, током не обтекается и контакт его в цепи пуска схемы АПВ разомкнут. Пуск схемы АПВ происходит при отключении выключателя релейной защитой в результате возникновения несоответствия между положением ключа управления, которое не изменилось, и положением выключателя, который теперь отключен. Несоответствие положений ключа и выключателя характеризуется тем, что через контакты ключа 1—3 на схему АПВ по-прежнему подается плюс оперативного тока, а ранее разомкнутый вспомогательный контакт выключателя $SQ.1$ переключился и замкнул цепь обмотки реле KQT , которое, сработав, подало контактом $KQ.1$ минус

¹ В скобках указаны типы реле, снятых с производства, но широко распространенных в эксплуатации.

2.4. ОСОБЕННОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ СХЕМ АПВ НА ТЕЛЕМЕХАНИЗИРОВАННЫХ ПОДСТАНЦИЯХ

Рассмотренная выше схема АПВ применяется в случаях, когда в нормальном режиме положение ключа управления выключателем соответствует положению выключателя. Это, однако, имеет место не всегда. На телемеханизированных подстанциях для управления выключателями используются ключи управления без фиксации положения типов ПМОВ и МКВ, а для запоминания предыдущей команды управления предусматриваются специальные реле фиксации команды. Эти ключи управления имеют три положения: "Включить", "Отключить" и "Нейтральное", причем после операций включения и отключения ключ возвращается в исходное положение. Ключи управления без фиксации крайних положений могут применяться также и на объектах, не имеющих телеуправления.

В качестве реле фиксации используются двухпозиционные промежуточные реле типов РП8 и РП11. Схема включения обмоток и контактной системы реле РП11 приведена на рис. 2.2. Промежуточное реле РП11 (РП8) имеет два электромагнита с обмотками *В* и *О*, между которыми расположен якорь, связанный с контактной системой. Когда ток в обмотках обоих электромагнитов отсутствует, якорь реле находится в правом или левом положении в зависимости от того, в обмотку какого электромагнита был подан последний импульс тока.

Последовательно с обмотками электромагнитов включены вспомогательные контакты этого реле *КQQ.1* и *КQQ.2*, поэтому напряжение может быть подано только на обмотку того электромагнита, который подготовлен к действию. При подаче напряжения на эту обмотку якорь реле перекидывается и, переходя через нейтральное положение, переключает как вспомогательные, так и основные контакты. Обмотки электромагнитов не рассчитаны на длительное прохождение тока и поэтому включаются вспомогательными контактами только на время, необходимое для срабатывания реле.

При любом включении выключателя срабатывает реле положения "Включено" и подает контактом *КQC.1* плюс оперативного тока на обмотку *В* реле фиксации, которое при этом срабатывает и, переключая свои контакты, фиксирует команду "Включить", а также подготавливает цепь обмотки *О*. При отключении выключателя от ключа управления или устройства телеуправления одновременно подается плюс оперативного

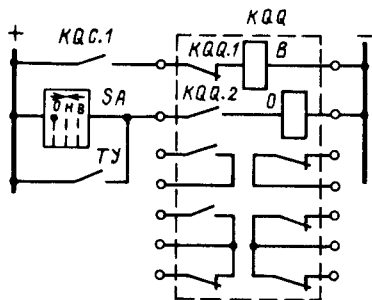


Рис. 2.2. Схема включения обмоток двухпозиционного промежуточного реле типа РП11

тока на обмотку *О* реле, которое при этом срабатывает и, переключая свои контакты, фиксирует команду "Отключить" и подготавливает цепь обмотки *В*.

Таким образом, при включенном выключателе положение реле фиксации *КQQ* всегда соответствует положению выключателя. При отключенном же выключателе такое соответствие имеет место только при оперативном отключении выключателя от ключа управления *SA* или устройства телеуправления *ТУ*. При отключении выключателя под действием релейной защиты реле фиксации остается в положении "Включено", благодаря чему возникает несоответствие между положениями выключателя и реле, используемого для пуска схемы АПВ.

На рис. 2.3 приведена схема электрического АПВ однократного действия для масляных выключателей, схема управления которых выполнена с использованием ключа управления *SA* без фиксации и двухпозиционного промежуточного реле фиксации положения *КQQ*. Эта схема может применяться на подстанциях как с телеуправлением, так и без него.

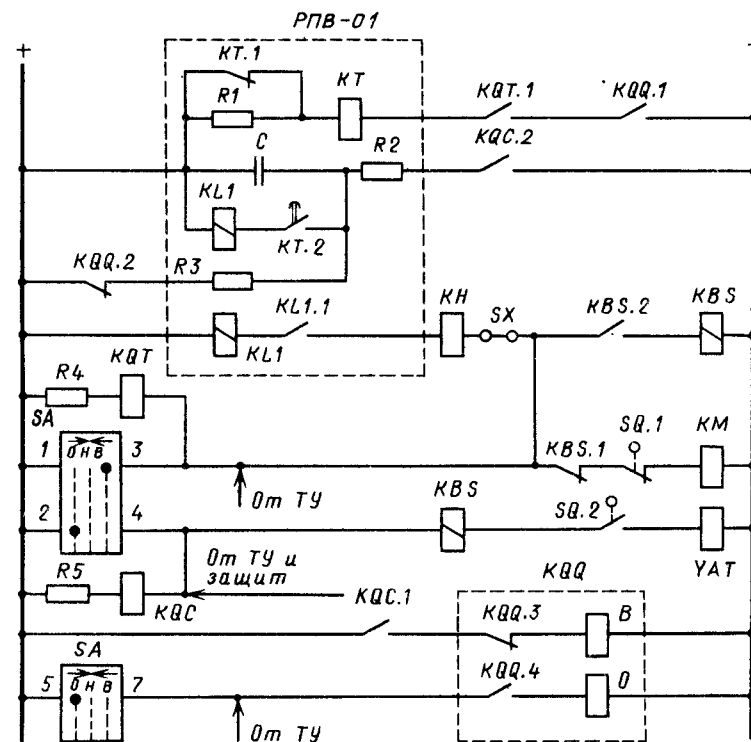


Рис. 2.3. Схема электрического АПВ однократного действия для линии с масляным выключателем, установленным на телемеханизированной подстанции

Схема показана в положении, когда выключатель отключен. При этом ключ *SA* находится в нейтральном положении, реле *KQQ* — в положении "Отключено", реле *KQC* и *KQT* — в положениях, соответствующих обесточенному состоянию их обмоток. При включении выключателя реле *KQQ* переключает свои контакты, подготавливая цепь пуска схемы АПВ, а реле *KQT* размыкает свой контакт.

При срабатывании релейной защиты выключатель отключается и замыкается его вспомогательный контакт *SQ.1*, а реле *KQQ* остается в положении "Включено". В результате срабатывает реле *KQT* и, замыкая свой контакт *KQT.1*, запускает АПВ через замкнутый контакт *KQQ.1* реле фиксации положения.

По истечении установленной выдержки времени АПВ подает команду на включение выключателя. Если повреждение было неустойчивым, то выключатель остается включенным. Вспомогательный контакт *SQ.1* разомкнется, вследствие чего возвратятся реле *KQT* и *KT*. После возврата реле времени конденсатор *C* начнет заряжаться, подготавливая АПВ к новому действию.

При устойчивом повреждении на линии вновь сработает защита и отключит выключатель. Вновь сработают реле *KQT* и *KT*, но второго повторного включения не произойдет. В таком положении схема будет находиться до квитирования оперативным персоналом несоответствия между положениями выключателя, который отключен, и реле *KQQ*, которое осталось в положении "Включено". Квитирование осуществляется подачей импульса на отключение, при этом реле *KQQ* переключается в положение "Отключено".

Если производится отключение выключателя от ключа управления или устройства телеуправления, то автоматического включения выключателя не произойдет, так как одновременно с замыканием цепи отключающей катушки выключателя *YAT* замыкается цепь обмотки *O* реле *KQQ*, которое при этом переключает свои контакты, осуществляя следующие операции. Контактom *KQQ.2* производится разряд конденсатора *C* через резистор *R3* для предотвращения АПВ при последующем оперативном включении выключателя. Контактom *KQQ.1* размыкается цепь пуска схемы АПВ, чтобы избежать длительного обтекания током реле времени *KT*, так как при отключенном выключателе реле *KQT* будет держать свои контакты замкнутыми. Одновременно вспомогательные контакты реле *KQQ* отключают обмотку *O* и подготавливают цепь обмотки *B* для последующей операции включения выключателя.

При оперативном включении выключателя от ключа *SA* или устройства телеуправления вспомогательный контакт *SQ.2* замыкает цепь обмотки реле *KQC*, которое при этом срабатывает и подает импульс на обмотку *B* реле *KQQ*. Это реле срабатывает и, переключая свои контакты, производит следующие действия: размыкает цепь разряда конденсатора *C*, который при этом начинает заряжаться; подготавливает цепь пуска АПВ и цепь обмотки *O* реле *KQQ*. Спустя 20–25 с (после заряда конденсато-

ра) АПВ автоматически приводится в состояние готовности к действию.

Заметим, что вследствие большого сопротивления обмотки реле *KQC* и последовательно включенного с ней резистора *R5* значение протекающего по этой цепи тока недостаточно для срабатывания катушки отключения *YAT*.

2.5. ОСОБЕННОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ СХЕМ АПВ НА ВОЗДУШНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯХ

Нормальная работа воздушного выключателя обеспечивается при условии, что сжатый воздух в его резервуарах находится под определенным давлением. Эта особенность требует осуществления контроля за давлением сжатого воздуха и блокировки цепей управления при снижении давления до недопустимо низкого значения.

При отключении и включении выключателя расходуется часть воздуха, запасенного в его резервуарах, что сопровождается снижением давления. Особенно большой расход воздуха и соответственно снижение давления наблюдаются при отключении выключателя. Наиболее тяжелые условия работы создаются у выключателя, оборудованного АПВ. В этом случае запас и давление воздуха должны обеспечить нормальную работу выключателя в цикле неуспешного АПВ, т.е. в цикле *O — В — O*, и наименьшее давление, при котором сохраняется номинальная мощность отключения. Для современных выключателей 110–500 кВ с воздушнонаполненным отделителем типов ВВ и ВВН эти давления составляют соответственно 2; 1,9; 1,6 МПа. Выпускается также унифицированная серия воздушных выключателей ВНВ с рабочим давлением 4 МПа (3,9 и 3,6 МПа). Контроль за давлением сжатого воздуха и блокировка цепей управления выключателем производятся с помощью электроконтактных манометров, настроенных на соответствующие уставки.

На рис. 2.4 приведена схема электрического однократного АПВ для линии 330 кВ. Пуск схемы АПВ осуществляется, как и в схеме, рассмотренной ранее, при замыкании контактов реле положения "Отключено" *KQT.1* и реле фиксации *KQQ.1* в цепи обмотки реле времени *KT*.

В цепях катушек включения *YAC* и отключения *YAT* включены контакты реле *KLP1* (*KLP1.1*) — повторителя положения контакта манометра *BP1*, который замыкается при давлении 1,6 МПа (3,6 МПа). Поскольку давление воздуха в резервуарах выключателя при включении выключателя понижается незначительно, включение выключателя при давлении 1,6 (3,6) МПа допустимо. В случае включения выключателя на устойчивое КЗ он будет отключен действием релейной защиты вновь, так как минимально допустимое давление для отключения выключателя составляет 1,6 (3,6) МПа.

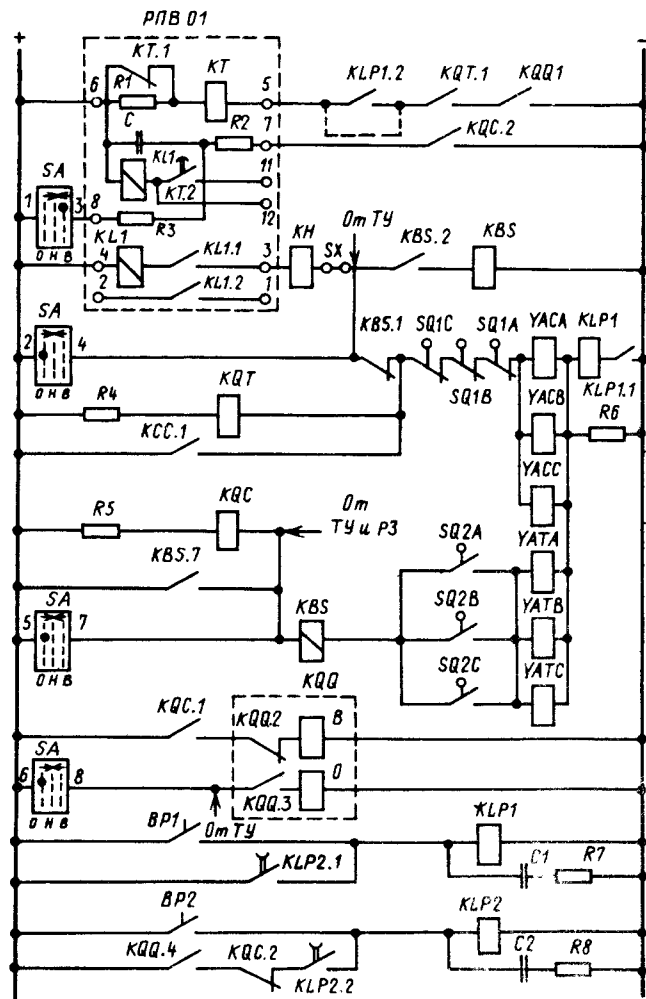


Рис. 2.4. Схема электрического АПВ однократного действия для линии с воздушным выключателем

Для предотвращения действия АПВ в случае дистанционного включения выключателя на КЗ одновременно с подачей команды на включение осуществляется разряд конденсатора C устройства АПВ через сопротивление $R3$ с помощью замыкающего контакта ключа управления SA . Промежуточное реле $KLP1$ кроме параллельной обмотки имеет последовательную обмотку, включенную последовательно с катушками включения и отключения. Наличие этой обмотки обеспечивает завершение процесса включения или отключения выключателя в случае размы-

кания при этом контактов манометра $BП1$. Параллельно последовательной обмотке $KLP1$ включен резистор $R6$, благодаря чему обеспечивается контроль исправности цепей YAC и YAT при разомкнутом положении контактов реле $KLP1$ (при снижении давления ниже 1,6 или 3,6 МПа).

Если после отключения поврежденной линии давление в резервуарах упадет ниже 1,6 МПа, реле $KLP1$ разомкнет свой контакт $KLP1.1$, не разрешая работать реле времени АПВ. После того как давление восстановится, произойдет пуск АПВ и спустя выдержку времени, установленную на реле KT , произойдет включение выключателя. Поэтому схему АПВ, приведенную на рис. 2.4, называют схемой с ожиданием восстановления давления.

Как показывает опыт эксплуатации, после отключения воздушного выключателя в течение времени около 1 с в воздушной системе происходят резкие колебания давления, вследствие чего контакты манометра вибрируют, то размыкая, то замыкая цепь, что может привести к отказу АПВ.

Для предотвращения размыкания в этом случае контактов $KLP1.2$, которые могут использоваться в цепи пуска АПВ (нормально зашунтированы перемычкой на рис. 2.4), реле $KLP1$ удерживается через размыкающийся с замедлением контакт реле $KLP2.1$. Это реле, срабатывающее при замыкании контактов манометра $BП2$ (с уставкой 1,9 или 3,9 МПа), самоудерживается через контакты $KQQ.4$, $KQC.2$ и $KLP2.2$. В случае снижения давления в процессе отключения выключателя ниже 1,9 (3,9) МПа реле $KLP2$ вернется после размыкания контакта $KQC.2$, что произойдет, когда выключатель будет включен в работу. После возврата реле $KLP2$ с замедлением вернется реле $KLP1$, если давление при этом окажется ниже 1,6 (3,6) МПа.

2.6. ВЫБОР УСТАВОК СХЕМ ОДНОКРАТНЫХ АПВ ДЛЯ ЛИНИЙ С ОДНОСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ

Выдержка времени АПВ на повторное включение выключателя определяется двумя условиями.

1. Выдержка времени должна быть больше времени готовности привода выключателя, т.е.

$$t_{1АПВ} \geq t_{г.п} + t_{зап}, \quad (2.1)$$

где $t_{г.п}$ — время готовности привода, равное 0,2–1 с для разных типов приводов; $t_{зап}$ — время запаса, учитывающее непостоянство $t_{г.п}$ и погрешность реле времени схемы АПВ, принимается равным 0,3–0,5 с.

2. Для того чтобы повторное включение было успешным, необходимо, чтобы за время от момента отключения линии до повторного включения и подачи напряжения не только погасла электрическая дуга в месте по-

вреждения, но и восстановились изоляционные свойства воздуха. Процесс восстановления изоляционных свойств, называемый деионизацией, требует некоторого времени. Следовательно, выдержка времени АПВ на повторное включение должна быть больше времени деионизации, т.е.

$$t_{1\text{АПВ}} \geq t_{\text{д}} + t_{\text{зап}}, \quad (2.2)$$

где $t_{\text{д}}$ — время деионизации, составляющее 0,1–0,3 с.

При выборе уставок принимается большее значение $t_{1\text{АПВ}}$ из полученных по выражениям (2.1) и (2.2).

Следует отметить, что второе условие, как правило, обеспечивается тем, что время включения выключателей составляет 0,3–1 с, т.е. больше времени, необходимого для деионизации.

В некоторых случаях выдержки времени принимаются порядка 2–3 с, т.е. больше определенных по выражениям (2.1) и (2.2), что бывает целесообразно для повышения успешности АПВ на линиях, на которых наиболее часты повреждения вследствие набросов, падений деревьев и касаний проводов передвижными механизмами.

Время автоматического возврата схемы АПВ в исходное положение выбирается из условия обеспечения однократности действия. Для этого при повторном включении на устойчивое КЗ возврат АПВ в исходное положение должен происходить только после того, как выключатель, повторно включенный от схемы АПВ, вновь отключится релейной защитой.

В рассмотренных выше схемах АПВ, выполненных с использованием комплектных устройств типа РПВ-01 (РПВ-58), в которых время возврата схемы в исходное положение определяется временем заряда конденсатора, оно должно быть не меньше значения, определенного согласно выражению

$$t_{2\text{АПВ}} \geq t_{\text{заш}} + t_{\text{отк}} + t_{\text{зап}}, \quad (2.3)$$

где $t_{\text{заш}}$ — наибольшая выдержка времени защиты; $t_{\text{отк}}$ — время отключения выключателя. Обычно время заряда конденсатора устройства РПВ-01 (РПВ-58) составляет 20–25 с и, как правило, удовлетворяет выражению (2.3).

2.7. УСКОРЕНИЕ ДЕЙСТВИЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ПРИ АПВ

Ускорение защиты после АПВ

Автоматическое ускорение действия защиты при АПВ применяется для ускорения ликвидации КЗ и повышения надежности работы энергосистемы и потребителей. Ускорение защиты после АПВ предусматривается, как правило, на всех линиях как мера повышения надежности защиты линии в целом.

На рис. 2.5, а показана схема ускорения защиты после АПВ. Цепь ускоренного действия нормально разомкнута контактом промежуточного реле ускорения $KL2.1$ (см. рис. 2.1), которое срабатывает перед повторным включением выключателя и, имея замедление на возврат, держит свой контакт замкнутым в течение 0,7–1 с. Поэтому, если повторное включение происходит на устойчивое КЗ, защита второй раз подействует без выдержки времени по цепи ускорения через контакт $KL2.1$ и мгновенный контакт $KT.1$ реле времени. В качестве реле ускорения обычно используется реле типа РП18-1 (РП-252).

Для запуска промежуточного реле ускорения наряду со схемой, показанной на рис. 2.1, применяется схема, приведенная на рис. 2.6. При отключении выключателя реле положения "Отключено" срабатывает и кроме рассмотренных ранее действий замыкает контакт $KQT.1$ в цепи обмотки реле ускорения KL , которое, сработав, в свою очередь замыкает контактом $KL.1$ цепь ускорения. При подаче команды на включение выключателя реле KQT возвращается и снимает плюс с обмотки реле ускорения KL . Однако последнее возвращается не сразу, а с замедлением 0,7–1 с, что достаточно для срабатывания защиты по цепи ускорения при включении выключателя на устойчивое КЗ. Ускорение защиты можно выполнять непосредственно контактами реле KQT . При этом специальное реле ускорения не устанавливается, а в качестве реле KQT используется замедленное на возврат реле типа РП 18-1 (РП-252).

Схема, приведенная на рис. 2.6, обеспечивает ускорение защиты при любом включении выключателя как от АПВ, так и от ключа управления, что является ее достоинством.

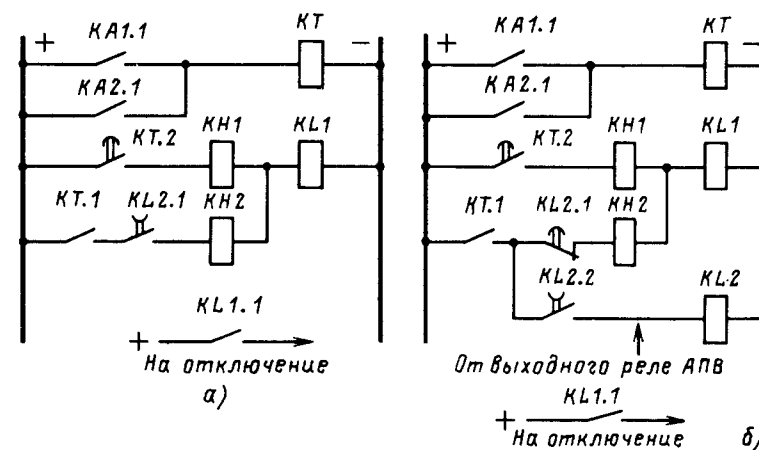


Рис. 2.5. Схема ускорения действия релейной защиты:
а — после АПВ; б — до АПВ

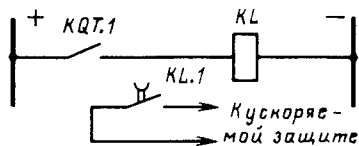


Рис. 2.6. Пуск реле ускорения от контактов реле положения "Отключено"

Ускорение защиты до АПВ

В сети, показанной на рис. 2.7, максимальная токовая защита *MT31*, установленная на линии *W1*, по условию селективности должна иметь выдержку времени больше, чем максимальные токовые защиты *MT32* и *MT33* линий *W2* и *W3*.

Одним из способов, обеспечивающих быстрое отключение повреждений по линии *W1* без применения сложных защит, является ускорение максимальной токовой защиты этой линии до АПВ. С этой целью защита *MT31* выполняется так, что при возникновении КЗ она первый раз действует без выдержки времени независимо от того, на какой из линий произошло КЗ, а после АПВ действует с нормальной выдержкой времени.

В случае КЗ на линии *W1* срабатывает защита *MT31* по цепи ускорения и без выдержки времени отключает эту линию. После АПВ, если повреждение устранено, линия останется в работе, если же повреждение оказалось устойчивым, то линия вновь отключится, но уже с выдержкой времени.

При КЗ на линии *W2* происходит неселективное отключение линии *W1* защитой *MT31* по цепи ускорения без выдержки времени. Затем линия *W1* действием схемы АПВ включается обратно. Если повреждение на линии *W2* оказалось устойчивым, то эта линия отключается своей защитой *MT32*, а линия *W1* остается в работе, так как после АПВ защита *MT31* действует с нормальной селективной выдержкой времени.

Ускорение защиты до АПВ выполняется аналогично ускорению после АПВ. Пуск реле ускорения *KL2* при осуществлении ускорения защиты до АПВ осуществляется при срабатывании выходного реле схемы АПВ (см. рис. 2.5, б). У реле *KL2* при этом используется размыкающий контакт *KL2.1*. Цепь ускорения будет замкнута до АПВ и разомкнется при действии схемы АПВ на включение выключателя. Реле *KL2* при этом будет удерживаться в положении после срабатывания до тех пор, пока не отключится КЗ и не разомкнутся контакты реле защиты.

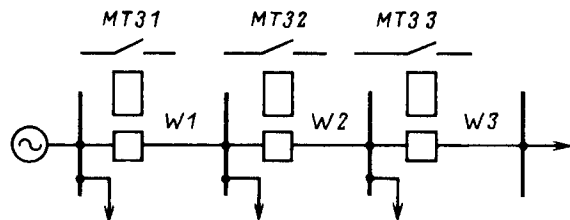


Рис. 2.7. Участок сети с односторонним питанием

2.8. ВЫПОЛНЕНИЕ СХЕМ АПВ НА ПЕРЕМЕННОМ ОПЕРАТИВНОМ ТОКЕ

В рассмотренных выше схемах АПВ на постоянном оперативном токе энергия, необходимая для включения и отключения выключателей и работы реле, входящих в схему АПВ, поступает от аккумуляторной батареи. В схемах АПВ на переменном оперативном токе в качестве источников энергии используются трансформаторы напряжения и собственных нужд.

Наиболее просто выполняются устройства АПВ на выключателях, оборудованных грузовыми или пружинными приводами. В этих приводах энергия, необходимая для включения, запасается в предварительно сжатых пружинах или поднятом грузе. Подъем груза или сжатие пружин производится вручную или с помощью специального автоматического электродвигательного редуктора (АДР), который состоит из электродвигателя типа МУН мощностью 80–100 Вт и редуктора. Наибольшее распространение получили грузовые приводы ПГМ-10, пружинные приводы ППМ-10, ПП-61, ПП-61-К, ВМП-10П и пружинно-грузовые приводы УПГП.

В пружинных и грузовых приводах имеются специальные механические устройства, выполняющие повторное включение выключателя без выдержки времени при отключении выключателя от реле прямого действия, встроенных в привод. При оперативном отключении выключателя (вручную или дистанционно через катушку отключения) механическое АПВ блокируется и выключатель остается отключенным.

В случае АПВ на устойчивое КЗ и отключения выключателя от защиты устройство АПВ второй раз не подействует, так как пружина (или груз) находится в незаведенном состоянии. Для подготовки устройства АПВ к новому действию необходимо вручную или от АДР завести пружину (или груз). Таким образом, механические устройства АПВ обладают однократностью действия. При необходимости механическое устройство АПВ может быть выведено из действия с помощью специального устройства.

Механические устройства АПВ недостаточно надежны и, как правило, не допускают регулирования времени действия. Поэтому наряду с механическими устройствами АПВ получили широкое распространение электрические схемы АПВ на переменном оперативном токе, воздействующие на включающие катушки грузовых или пружинных приводов мгновенно или с выдержкой времени.

На рис. 2.8, а приведена схема однократного АПВ мгновенного действия для выключателей с приводом ПП-67. При включенном выключателе, когда пружины его привода сжаты, контакт готовности привода *SQ.1* замкнут. В цепи катушки включения выключателя имеется также специальный вспомогательный контакт привода *SQ.2*. Этот вспомогательный контакт замкнут, когда выключатель включен, при отключении

выключателя от защиты он остается замкнутым, а при отключении от ключа управления *SA* размыкается, предотвращая действие схемы АПВ. Вспомогательный контакт привода *SQ.3* – проскальзывающий.

При отключении выключателя от защиты замыкаются вспомогательный контакт *QS.4* и кратковременно проскальзывающий вспомогательный контакт привода *SQ.3*, в результате чего на время замыкается цепь включающей катушки *YAC*. Включающая катушка срабатывает и освобождает механизм зацепления, удерживающий пружины в заведенном состоянии, которые при этом производят включение выключателя.

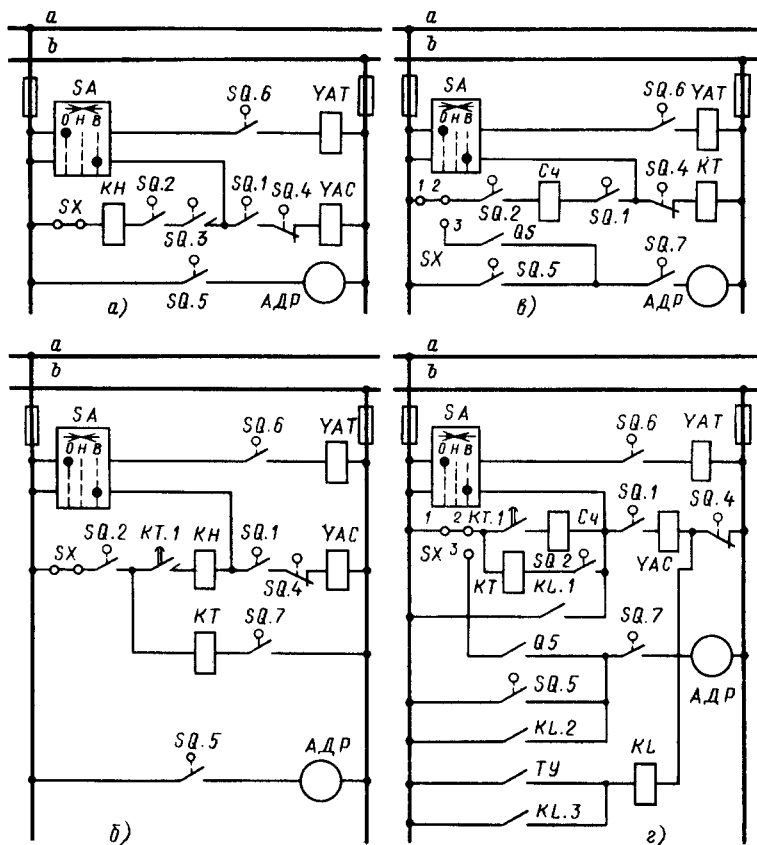


Рис. 2.8. Схемы электрических АПВ однократного действия для выключателей, оборудованных пружинными приводами:

а – мгновенного действия с проскальзывающим вспомогательным контактом; *б* – с выдержкой времени, создаваемой проскальзывающим контактом реле времени; *в* – с выдержкой времени, создаваемой реле прямого действия; *г* – с выдержкой времени для телемеханизированной подстанции

Одновременно замыкается концевой выключатель *SQ.5* и включает электродвигатель устройства *АДР*, которое вновь сжимает пружины. Процесс сжатия пружин продолжается 6–20 с. По окончании сжатия пружин концевой выключатель *SQ.5* отключает электродвигатель.

Если АПВ было успешным, то схема приходит в состояние готовности к новому действию после сжатия пружин и замыкания контакта готовности привода *SQ.1*. Если АПВ было неуспешным, то выключатель останется отключенным, но пружины будут вновь сжаты и привод подготовлен к дистанционному включению.

Для обеспечения однократности АПВ минимальное время сжатия пружин должно быть больше наибольшей выдержки времени защиты, действующей на этот выключатель, т.е.

$$t_{\text{пруж}} = t_{\text{заш}} + t_{\text{зап}}, \quad (2.4)$$

где $t_{\text{зап}}$ составляет 2–3 с.

На рис. 2.8, *б* приведена схема однократного АПВ с выдержкой времени [3]. Эта схема отличается от приведенной на рис. 2.8, *а* наличием реле времени *KT* типа РВ-01 (ЭВ-228) с проскальзывающим контактом *KT.1*, который кратковременно замыкает цепь включающей катушки *YAC*. Далее устройство АПВ работает так же, как и схема на рис. 2.8, *а*.

В схеме на рис. 2.8, *в* для создания выдержки времени используется реле прямого действия *KT*, выполненное на базе токового реле прямого действия серии РТВ, у которого токовая обмотка заменена обмоткой напряжения. Реле *KT* устанавливается в приводе вместо включающей катушки и срабатывает от напряжения, подаваемого на реле от трансформатора напряжения вспомогательным контактом *SQ.7* при отключении выключателя. Назначение вспомогательных контактов привода *SQ.1* и *SQ.2* такое же, как и в схемах на рис. 2.8, *а* и *б*. В рассматриваемой схеме предусмотрено также автоматическое сжатие пружин с помощью *АДР*. В цепь электродвигателя включен вспомогательный контакт привода *SQ.7*, замкнутый, когда выключатель включен. Благодаря этому исключается АПВ после однократного включения на устойчивое КЗ, а также при включении на КЗ от руки. В случае необходимости пружина может быть сжата и при отключенном выключателе подачей напряжения на электродвигатель *АДР* вручную рубильником *QS*. При этом накладка *SX* устанавливается в положение 1–3.

Вместо указательного реле в схеме на рис. 2.8, *в* иногда используется специальный счетчик *Сч*, что позволяет фиксировать количество срабатываний на подстанциях без обслуживающего персонала. Следует отметить, что недостатком рассматриваемой схемы управления является то, что при включении выключателя вручную от ключа *SA* необходимо длительно держать замкнутой цепь включения, пока не доработает реле времени *KT*.

Схема на рис. 2.3, г лишена этого недостатка. В этой схеме для создания выдержки времени АПВ используется реле времени переменного напряжения *КТ*, замыкающее цепь катушки включения своим упорным контактом. Оперативное включение выключателя осуществляется ключом управления *SA*, контакты которого подают напряжение непосредственно на катушку включения, минуя элемент выдержки времени.

В схеме предусмотрены цепи включения выключателя от устройства телемеханики. При замыкании контакта *ТУ* срабатывает и самоудерживается промежуточное реле *KL*, которое замыкающими контактами замыкает цепь катушки включения *УАС* и двигателя *АДР*, осуществляющего заведение пружин (груза). Возврат реле *KL* осуществляется после включения выключателя, когда разомкнется его вспомогательный контур *SQ.4*.

2.9. ДВУКРАТНОЕ АПВ

Схема двукратного АПВ для масляных выключателей

Применение двукратного АПВ позволяет повысить эффективность действия автоматики. Как показывает опыт эксплуатации, успешность действия при втором включении составляет 10–20%, что повышает общий процент успешности АПВ до 75–95%. Двукратное АПВ применяют, как правило, на линиях с односторонним питанием и на головных участках кольцевой сети, где возможна работа в режиме одностороннего питания.

На рис. 2.9 показана схема АПВ двукратного действия с комплектным устройством типа РПВ-02 (РПВ-258) для линий с масляными выключателями. В отличие от устройства РПВ-01 (РПВ-58), рассмотренного выше, РПВ-02 (РПВ-258) содержит конденсаторы *C1* и *C2* и реле времени *КТ* с тремя контактами: *КТ.1*, размыкающимся без выдержки времени, и двумя контактами, замыкающимися с выдержками времени (временно замыкающимся проскальзывающим *КТ.2* и упорным *КТ.3*).

Пуск рассматриваемой схемы осуществляется так же, как и схемы однократного АПВ, — контактом *KQT.1* реле *KQT*, которое срабатывает при отключении выключателя. Спустя установленную выдержку времени замкнется проскальзывающий контакт реле времени *КТ.2* и создаст цепь для разряда конденсатора *C1* на обмотку промежуточного реле *KL1*, которое, сработав, включит выключатель.

В случае успешного АПВ работа схемы прекратится. Если же АПВ было unsuccessful и выключатель отключился вновь, опять сработает реле *KQT* и запустит реле времени *КТ*. В этом случае при замыкании контакта *КТ.2* промежуточное реле *KL1* не сработает, так как конденсатор *C1* к этому времени не успеет зарядиться. Реле времени, продолжая работать, замкнет контакт *КТ.3*, при этом под действием разряда конден-

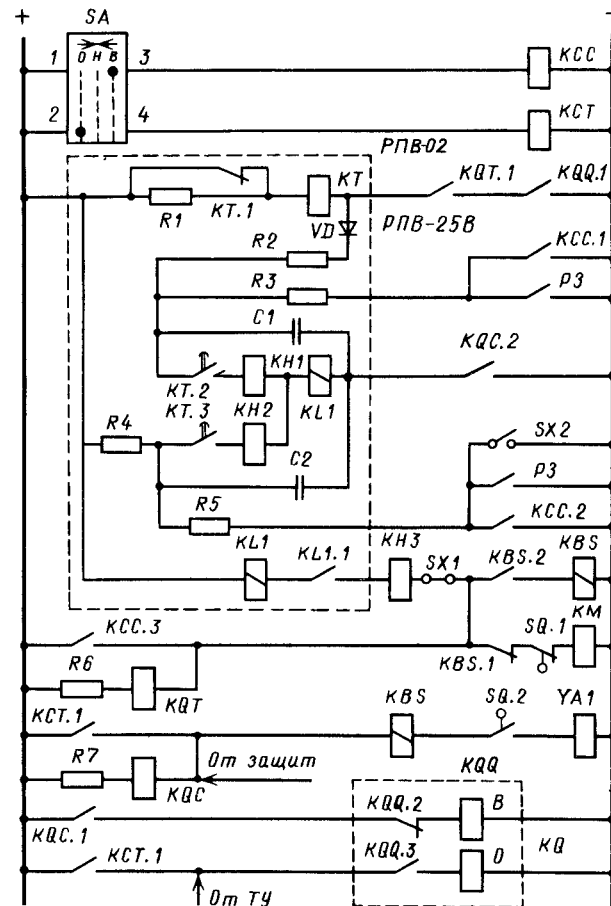


Рис. 2.9. Схема электрического АПВ двукратного действия с комплектным устройством РПВ-02 для линий с масляными выключателями

сатора *C2* вновь сработает реле *KL1* и произойдет второй цикл АПВ. В схеме, приведенной на рис. 2.9, используются реле-повторители ключа управления: команды "Включить" — *KCC* и команды "Отключить" — *KCT*.

Для предотвращения АПВ в случае отключения выключателя после включения его ключом управления на КЗ в схеме на рис. 2.9 осуществляется разряд конденсаторов *C1* и *C2* через замыкающие контакты реле *KCC* и резисторы *R3* и *R5*. Аналогично осуществляется запрет АПВ контактами реле защит *P3*.

Цепь пуска схемы АПВ контролируется контактом *KQQ.1* реле фиксации *KQQ*, которое работает так же, как и в схемах, рассмотренных ра-

нее. Работа схемы АПВ сигнализируется указательными реле: *КН1* — первый цикл; *КН2* — второй цикл; *КН3* — срабатывание схемы АПВ. В схеме предусмотрены два отключающих устройства: *СХ1* — выводящее из действия схему АПВ полностью и *СХ2* — исключающее второй цикл АПВ.

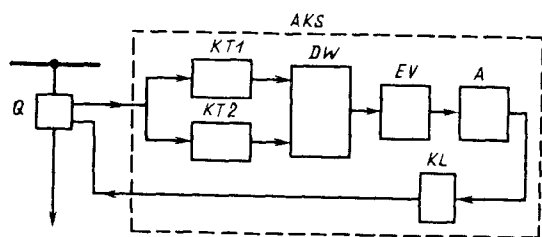
Выдержка времени первого цикла АПВ определяется по выражениям (2.1) и (2.2) так же, как и для АПВ однократного действия. Второй цикл согласно [1] должен происходить спустя 10–20 с после вторичного отключения выключателя. Такая большая выдержка АПВ во втором цикле диктуется необходимостью подготовки выключателя к отключению третьего КЗ в случае включения на устойчивое повреждение. За это время из камеры гашения удаляются разложившиеся и обугленные частицы, камера вновь заполняется маслом и отключающая способность выключателя восстанавливается. В комплекте РПВ-02 (РПВ-258) время готовности к последующим действиям схемы АПВ после второго цикла составляет 60–100 с.

Устройство автоматического повторного включения типа АПВ-2П

Устройство типа АПВ-2П, выпускаемое Рижским заводом НПО "Энергоавтоматика", предназначено для двукратного АПВ выключателей, снабженных как пружинными, так и электромагнитными приводами (прямого и косвенного действия) [17].

Устройство выполнено на электронной элементной базе. Структурная схема устройства *АКС*, показанная на рис. 2.10, содержит два элемента времени *КТ1* и *КТ2*, логический элемент ИЛИ *ДВ*, пороговый элемент *ЕВ*, усилитель *А*, исполнительный орган *КЛ*. В нормальном режиме при включенном выключателе *Q* на входные элементы *КТ1* и *КТ2* сигнал не поступает, на выходе устройства *АКС* сигнал также отсутствует.

При автоматическом или самопроизвольном отключении выключателя *Q* запускаются элементы времени *КТ1* и *КТ2*. По истечении выдержки времени первого цикла АПВ срабатывает элемент времени *КТ1* и его выходной сигнал через логический элемент ИЛИ *ДВ* и пороговый элемент *ЕВ* подается на усилитель *А*, после чего усиленный сигнал поступает на исполнительный орган (выходное реле) *КЛ*. Последний подает команду на включение выключателя *Q*, и таким образом происходит



первый цикл АПВ. При успешном действии АПВ работа *АКС* прекращается.

Рис. 2.10. Структурная схема устройства АПВ-2П

Если первый цикл АПВ окажется неуспешным (выключатель *Q* отключится вновь), элемент времени *КТ2* начнет отсчет времени второго цикла АПВ. Элемент *КТ1* при этом не пускается, поскольку к моменту вторичного (после неуспешного АПВ выключателя) запуска он не успеет подготовиться.

По истечении выдержки времени второго цикла вновь будет включен выключатель *Q*. При неуспешном втором цикле АПВ запуск элементов времени происходить не будет, поскольку времени включенного состояния выключателя *Q* было недостаточно для подготовки устройства к новому пуску.

Для сигнализации работоспособности служит светодиод, который загорается при нажатии кнопки проверки и гаснет при срабатывании выходного реле *КЛ*.

Конструктивно устройство выполнено в виде одного блока, состоящего из основания, шасси, лицевой панели, печатной платы, кожуха и крышки. Предусмотрены переднее и заднее присоединения внешних проводов.

Напряжение питания устройства—100 и 220 В переменного тока 50 Гц. По данным завода-изготовителя электрическая мощность, потребляемая реле при номинальном напряжении питания, не превышает 10 В·А в нормальном режиме и 15 В·А в режиме максимального потребления.

Реле обеспечивает регулировку выдержки времени при номинальных значениях напряжения питания: от 0,6–1 до 5–7 с для первого цикла АПВ; от 1,2–2 до 20–28 с для второго цикла АПВ; предусмотрена возможность увеличения выдержки времени второго цикла АПВ до 40 с.

Время подготовки устройства к повторной работе — не менее 10 и не более 60 с.

2.10. ТРЕХФАЗНОЕ АПВ НА ЛИНИЯХ С ДВУСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ

Автоматическое повторное включение линий с двусторонним питанием имеет некоторые особенности, что определяется наличием напряжения по обоим концам линии. Первая особенность состоит в том, что АПВ линии должно производиться лишь после того, как она будет отключена с обеих сторон, что необходимо для деионизации воздушного промежутка в месте повреждения. Поэтому при выборе выдержки времени АПВ линий с двусторонним питанием кроме условий (2.1) и (2.2) необходимо учитывать и третье условие:

$$t_{\text{АПВ1}} = t_{\text{защ2}} - t_{\text{защ1}} + t_{\text{отк2}} - t_{\text{отк1}} + t_{\text{д}} - t_{\text{вкл1}} + t_{\text{зап}}, \quad (2.5)$$

где $t_{заш1}$, $t_{отк1}$, $t_{вкл1}$ — наименьшие выдержка времени защиты, времена отключения и включения выключателя на своем конце линии (индекс 1), на котором выбирается выдержка времени АПВ; $t_{заш2}$, $t_{отк2}$ — выдержка времени второй ступени защиты и время отключения выключателя на противоположном конце линии (индекс 2); t_d — время деионизации среды; $t_{зап}$ — запас времени, учитывающий погрешности реле времени устройства АПВ и защиты, отличия времени действия выключателей от расчетных и т.д., принимается равным 0,5–0,7 с.

Принимая с целью упрощения $t_{отк1} = t_{отк2}$ и $t_{заш1} = 0$, получаем более простое выражение для определения выдержки времени АПВ:

$$t_{АПВ1} = t_{заш2} + t_d - t_{вкл1} + t_{зап}. \quad (2.6)$$

Если вторая ступень защиты не обеспечивает достаточной надежности при повреждениях в конце рассматриваемой линии, в выражения (2.5) и (2.6) необходимо подставлять выдержку времени третьей ступени защиты.

Выдержка времени АПВ для обоих концов линии подсчитывается по выражениям (2.1), (2.2), (2.5) или (2.6); принимается наибольшее из трех полученных значений.

Вторая особенность определяется тем, что успешное включение линии (замыкание в транзит) может сопровождаться большими толчками тока и активной мощности, поскольку по обоим концам отключившейся линии имеется напряжение.

В тех случаях, когда две электростанции или две части энергосистемы связаны несколькими линиями (рис. 2.11, а), отключение одной из них не приводит к нарушению синхронизма и значительному расхождению по углу и значению напряжений по концам отключившейся линии. Автоматическое повторное включение в этом случае не будет сопровождаться большим толчком уравнительного тока. Вследствие этого на линиях с двусторонним питанием допускается применение простых схем АПВ, аналогичных рассмотренным выше, если две электростанции или две части энергосистемы имеют три или более связей с близкой пропускной способностью.

В некоторых случаях простая схема АПВ, установленная с одного конца, дополняется устройством контроля наличия напряжения на ли-

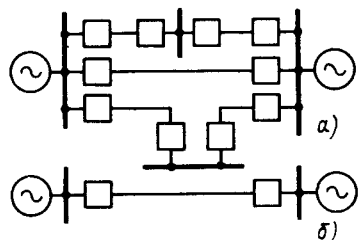


Рис. 2.11. Схемы связи между частями энергосистемы:

а — с тремя линиями; б — с одной линией

нии. Благодаря этому включение от схемы АПВ на устойчивое КЗ производится только 1 раз с той стороны, где отсутствует устройство контроля наличия напряжения на линии. С той же стороны, где контролируется наличие напряжения, включение выключателя будет происходить лишь в том случае, если повреждение устранилось и линия, включенная с противоположного конца, остается под напряжением.

Условия (2.5) и (2.6) приобретают следующий вид:

$$t_{АПВ1} = t_{заш2} - t_{заш1} + t_{заш2} - t_{отк1} + t_{зап}; \quad (2.7)$$

$$t_{АПВ1} = t_{заш2} + t_{зап}. \quad (2.8)$$

Если две электростанции или две части энергосистемы соединены единственной линией электропередачи, как показано на рис. 2.11, б, по которой передается активная мощность, каждое отключение этой линии будет приводить к несинхронной работе разделившихся частей энергосистемы. В Советском Союзе для линий с двусторонним питанием разработано и эксплуатируется большое количество ТАПВ разных типов: несинхронное АПВ, быстродействующее АПВ, АПВ с улавливанием синхронизма, АПВ с самосинхронизацией, АПВ линий с выделенной нагрузкой и др.

Несинхронное АПВ

Несинхронное АПВ (НАПВ) является наиболее простым устройством, допускающим включение разделившихся частей энергосистемы независимо от разности частот их напряжений. Схема АПВ выполняется при этом, как описано выше, без каких-либо блокировок. Для предотвращения включения на устойчивое КЗ с обоих концов линии, а также для обеспечения при НАПВ правильной работы релейной защиты АПВ с одного из концов линии выполняется с контролем наличия напряжения на линии. Включение линии при успешном НАПВ сопровождается сравнительно большими толчками тока и активной мощности, а также более или менее длительными качаниями.

На основании теоретических и экспериментальных исследований предложены следующие нормы, определяющие допустимость применения НАПВ, если кратность периодической составляющей тока при включении не превышает следующих значений:

для гидрогенераторов с успокоительными контурами и для турбогенераторов с косвенным охлаждением обмоток

$$\frac{I_{нс}}{I_{ном}} \leq \frac{0,625}{X''_d}, \quad (2.9)$$

для гидрогенераторов без успокоительных контуров и для турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток

$$\frac{I_{нс}}{I_{ном}} \leq 3, \quad (2.10)$$

для синхронных компенсаторов

$$\frac{I_{нс}}{I_{ном}} \leq \frac{0,84}{X_d''}; \quad (2.11)$$

для трансформаторов и автотрансформаторов

$$\frac{I_{нс}}{I_{ном}} \leq \frac{100}{u_{к\%}}, \quad (2.12)$$

где X_d'' — сверхпереходное сопротивление генераторов и синхронных компенсаторов; $u_{к\%}$ — напряжение КЗ трансформаторов (автотрансформаторов); $I_{ном}$ — номинальный ток соответствующего генератора, компенсатора, трансформатора (автотрансформатора); $I_{нс}$ — максимальный возможный ток несинхронного включения (периодическая составляющая), определенный согласно следующему выражению:

$$I_{нс} = \frac{U_c + E_r''}{X_{\Sigma}}. \quad (2.13)$$

Здесь X_{Σ} — суммарное сопротивление между ЭДС и E_r'' и напряжением энергосистемы U_c .

Расчет тока асинхронного режима производится по эквивалентной расчетной схеме, в которой генераторы замещаются сверхпереходными сопротивлениями X_d'' и сверхпереходными ЭДС E_r'' . Генераторы, не имеющие успокоительных контуров на роторе, замещаются переходными реактивными сопротивлениями X_d' и переходными ЭДС E_r' . Трансформаторы, автотрансформаторы линии электропередачи замещаются своими реактивными сопротивлениями.

Допускается при расчете несинхронного включения не определять расчетом значение ЭДС, а принимать приближенно

$$U_c = E_r'' = 1,05 U_{ном}. \quad (2.14)$$

Для вычисления тока асинхронного режима расчетная схема приводится к результирующему сопротивлению X_{Σ} , по одну сторону которого находится результирующая ЭДС генераторов E_r'' , а по другую — напряжение энергосистемы U_c (или другой электростанции, относительно которой возник асинхронный режим).

При расчете несинхронного включения необходимо исходить из такого режима, при котором по рассматриваемому оборудованию будет проходить наибольший ток.

В выражениях (2.9)–(2.12) значения токов, допустимые при несинхронном включении, могут быть увеличены на 13% для турбогенераторов и на 35% для гидрогенераторов с успокоительными контурами, если заведомо известно, что включение происходит при значениях частот и напряжений, отличающихся от номинальных не более чем на $\pm 5\%$.

Расчетное значение тока, проходящего при несинхронном включении по генераторам и трансформаторам, определенное по формуле (2.13), несколько превышает действительное значение, так как в расчете не учтено влияние нагрузки, подключенной параллельно генераторам. Поэтому, если токи несинхронного включения, определенные по формуле (2.13), превышают допустимые значения, необходимо выполнить уточненный расчет с учетом нагрузки, подключенной параллельно генераторам. При этом нагрузка вводится в схему замещения следующими параметрами: $E_n = 0,9$ и $X_n = 0,35$ (приведенное к номинальной мощности нагрузки). Учет нагрузки необходим в тех случаях, когда мощность нагрузки равна мощности отделившихся генераторов или превышает ее.

Преимуществами схем НАПВ являются простота и возможность применения на выключателях всех типов. Обычно после НАПВ происходит успешная синхронизация двух частей энергосистемы или электростанции с энергосистемой. Вместе с тем следует иметь в виду, что, поскольку НАПВ сопровождается большими толчками тока и снижением напряжения, создаются условия для неправильной работы релейной защиты. Поэтому необходимо тщательно анализировать поведение релейной защиты на транзите, соединяющем две включаемые части энергосистемы, и принимать меры, исключающие неправильные срабатывания релейной защиты. Применение НАПВ на линиях, несинхронное замыкание которых приводит к длительному асинхронному ходу, нецелесообразно, так как может вызвать расстройство работы потребителей.

Быстродействующее АПВ

Как уже отмечалось выше, после отключения единственной линии, соединяющей две части энергосистемы, генераторы в одной из них начинают ускоряться, а в другой тормозиться. Вследствие этого все более увеличивается угол между напряжениями по концам отключившейся линии. Процесс этот, однако, происходит не мгновенно, а в течение некоторого времени, которое тем больше, чем больше механическая инерция машин в разделившихся частях энергосистемы и чем меньше значение мощности, передававшейся по линии до ее отключения. Принцип быстродействующего АПВ (БАПВ) заключается в том, чтобы после отключения выключателей включить их с обеих сторон повторно возможно быстрее, чтобы за время, называемое бестоковой паузой, угол между напряжениями не успел увеличиться значительно. Включение линии при этом будет происходить без больших толчков тока и длительных качаний.

В Советском Союзе БАПВ применяется только на линиях, оборудованных воздушными выключателями, которые обеспечивают необходимое быстродействие. Для того чтобы БАПВ было успешным, должны соблюдаться условия (2.2) и (2.5). Поскольку время включения воздушных выключателей составляет 0,2–0,3 с, деионизация среды будет обеспечена при выполнении БАПВ без выдержки времени или с небольшой выдержкой времени – 0,1–0,2 с.

Успешное БАПВ возможно лишь в том случае, если КЗ отключается с обоих концов линии за 0,1–0,2 с. Чем медленнее отключается повреждение, тем на больший угол успевают разойтись ЭДС. Поэтому БАПВ применяется только в тех случаях, когда линия оснащена быстродействующей защитой, обеспечивающей отключение повреждения без выдержки времени с обоих ее концов. Достоинствами БАПВ являются простота схемы и высокая эффективность действия, что обеспечивает восстановление параллельной работы без длительных качаний и с меньшими толчками тока, чем при НАПВ.

При использовании БАПВ (так же как и НАПВ) необходимо принимать меры, исключающие ложное срабатывание дистанционных и токовых защит в момент включения, а также при последующих качаниях.

Пусковые цепи схемы БАПВ показаны на рис. 2.12. В отличие от ранее рассмотренных схем пуск БАПВ осуществляется контактом реле положения "Включено" *КQC.1*. Это реле начинает возвращаться как только

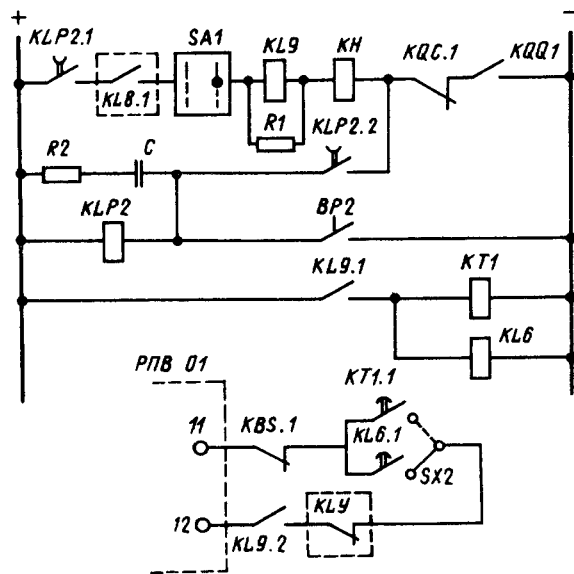


Рис. 2.12. Схема пуска БАПВ

плюс оперативного тока подается от релейных защит на катушку отключения. В цепи пускового промежуточного реле БАПВ *KL9* включены также замыкающие контакты *KLP2.1* реле, фиксирующего наличие перед действием БАПВ давления в воздушной системе выключателя не ниже 1,9 (3,9) МПа (см. также рис. 2.4), и контакты, *KL8.1* реле, фиксирующего факт срабатывания быстродействующей релейной защиты, указательное реле *KN* и ключ *SA1* для вывода БАПВ из действия.

Схема срабатывания и самоудерживания реле контроля давления аналогична приведенной на рис. 2.4.

Через замыкающий контакт *KL9.1* подается плюс на обмотки реле времени *KT1* и замедленного на срабатывание (на 0,1–0,15 с) промежуточного реле *KL6* (см. рис. 2.11). С помощью накладки *SX2* выбирается выдержка времени БАПВ через замыкающие контакты *KL6.1* или *KT1.1*. При замыкании этих контактов и контакта *KL9.2* объединяются зажимы *11* и *12* реле РПВ-01 (см. рис. 2.4 и 2.11), в результате чего конденсатор *C* комплекта РПВ-01 подключается к параллельной обмотке реле *KL1*. В этой цепи предусмотрены также контакты *KBS.1* и *KLУ*, предотвращающие действие БАПВ в случае срабатывания блокировки от прыгания или действия устройства резервирования при отказе выключателя.

Автоматическое повторное включение с ожиданием синхронизма

Схема АПВ приведена на рис. 2.13. Она отличается от схем АПВ, рассмотренных выше, наличием двух дополнительных реле — реле контроля напряжения на линии *KSV* и реле контроля синхронизма *KSS* (обмотки реле на рисунке не показаны). Устройство АПВ, выполненное по схеме на рис. 2.13, устанавливается по обоим концам линии, при этом с одной стороны линии АПВ разрешается при отсутствии на линии напряжения (через верхний размыкающий контакт *KSV.1*, когда включена накладка *SX2*), а с другой стороны — при наличии на линии напряжения и при синхронности встречных напряжений (замкнуты нижний замыкающий контакт *KSV.2* и контакт *KSS.1*). Цикл АПВ происходит в следующей последовательности. После отключения линии сначала подействует схема АПВ с одной стороны, где контролируется отсутствие напряжения, и включит выключатель. При наличии на линии устойчивого повреждения выключатель отключится вновь. Устройство АПВ на другой стороне линии при этом действовать не будет. Если же повреждение будет устранено, линия останется под напряжением и вступит в действие схема АПВ, установленная на другой стороне линии. Реле *KSV*, контролирующее наличие напряжения на линии, сработает и замкнет контакт *KSV.2*. Если угол между напряжениями по концам линии будет невелик, реле контроля синхронизма *KSS* также замкнет контакт *KSS.1*, разрешая после истечения заданной выдержки времени включение выключателя, в результате чего линия будет замкнута с обоих концов.

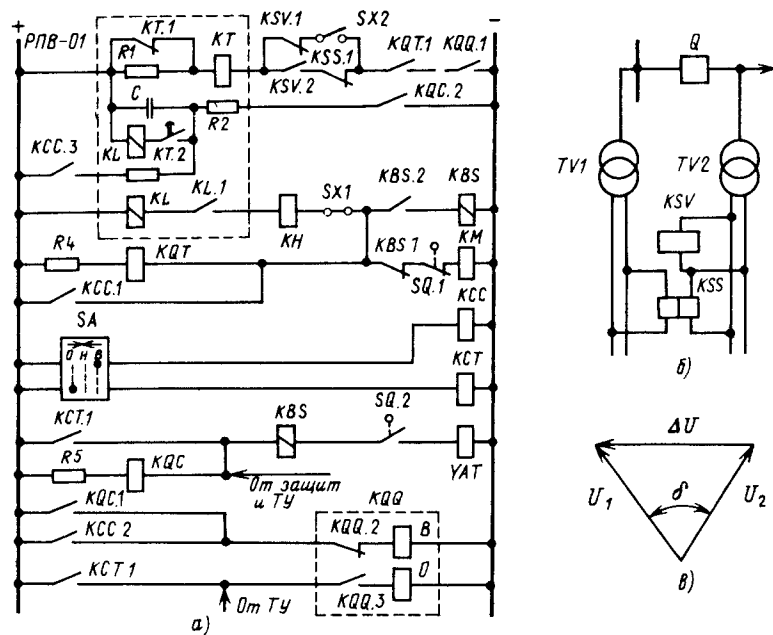


Рис. 2.13. Схема АРВ с ожиданием синхронизма для присоединений с масляными выключателями:

а — схема цепей оперативного тока; б — схема цепей напряжения; в — векторная диаграмма, поясняющая принцип действия реле контроля синхронизма

Если напряжения по концам линии будут несинхронны и разность частот недопустимо велика, схема АРВОС будет ожидать, пока не восстановится синхронизм между разделившимися частями энергосистемы или пока разность частот будет так незначительна, что замыкание линии в транзит не повлечет за собой асинхронного хода и не будет сопровождаться большим толчком тока.

Для контроля синхронизма обычно используется реле напряжения типа РН-55. Это реле имеет две обмотки, к каждой из которых подключено одно из контролируемых напряжений (рис. 2.13, б). В результате реле *KSS* реагирует на разность напряжений, подведенных к его обмоткам. При равных по абсолютным значениям напряжениях на линии и на шинах подстанции разность напряжений, под действием которого находится подвижная система реле *KSS*, в зависимости от угла между контролируемыми напряжениями определяется следующим выражением (рис. 2.13, в):

$$\Delta U = 2U \sin \delta/2.$$

Из этого выражения следует, что реле *KSS*, замыкающее контакт *KSS.1* при снижении разности напряжений до заданной установки, будет реагировать на угол δ между напряжениями.

Иногда схема АРВОС используется для оперативного замыкания транзита при наличии синхронизма. В схеме на рис. 2.12, а подобное мероприятие не предусмотрено, плюс на контактор включения *KM* подается контактами *KCC.1* без контроля синхронизма.

В схеме АРВ, показанной на рис. 2.12, с помощью накладки *SX2* изменяются функции АРВ. С той стороны линии, где осуществляется контроль синхронизма и наличия напряжения, накладка *SX2* отключена. С той стороны линии, где осуществляется контроль отсутствия напряжения, накладка *SX2* включена. Следует отметить, что с той стороны линии, где контролируется отсутствие напряжения, последовательно включенные контакты *KSV.2* и *KSS.1* из работы не выводятся. Благодаря этому предотвращается отказ АРВ при одностороннем отключении линии.

Ускоренное ТАПВ

Ускоренным ТАПВ (УТАПВ) называется вид АРВ, пуск которого осуществляется при срабатывании быстродействующих защит по схеме, аналогичной схеме пуска БАПВ (рис. 2.12). При этом выдержка времени УТАПВ не отстраивается от вторых ступеней защит линий электропередачи и составляет 0,1–0,3 с. В схеме УТАПВ сохраняются цепи контроля напряжения на линии электропередачи и синхронизма (см. рис. 2.12). Включение линии электропередачи происходит с одного конца с контролем отсутствия напряжения, а с другого — с контролем синхронизма, аналогично тому, как действует рассмотренное выше АРВ с ожиданием синхронизма.

2.11. ОДНОФАЗНОЕ АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОВТОРНОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ (ОАПВ)

Опыт эксплуатации воздушных сетей высокого напряжения, работающих с заземленной нейтралью, показывает, что доля однофазных КЗ на линиях электропередачи очень высока. Очевидно, что при однофазном КЗ достаточно отключить одну поврежденную фазу с обеих сторон линии и затем автоматически включить ее. При этом две другие поврежденные фазы линии все время остаются включенными. Этот принцип и положен в основу выполнения однофазного автоматического повторного включения.

Основными преимуществами ОАПВ по сравнению с ТАПВ являются сохранение в цикле ОАПВ по двум фазам, оставшимся в работе, связи между двумя частями, энергосистемы (включение при этом происходит без толчка тока), возможность выполнения АПВ на однофазных выключателях любого типа — как быстродействующих, так и медленно действующих.

К основным недостаткам ОАПВ можно отнести следующие: усложнения схемы АПВ за счет введения специальных устройств, выбирающих поврежденную фазу линии, — и з б и р а т е л е й и дополнительных блокировок; усложнение, заглубление и замедление релейной защиты на данной линии, а также в прилегающей сети, для того чтобы предотвратить ее ложное действие от токов и напряжений нулевой и обратной последовательностей, которые появляются в цикле ОАПВ (при работе линии двумя фазами); вредное влияние несимметрии при работе линии двумя фазами на генераторы электростанций, а также на линии телефонной и телеграфной связи; недействие ОАПВ при междуфазных КЗ.

В некоторых случаях выполняются комбинированные устройства АПВ, которые при однофазных КЗ действуют как ОАПВ, а при междуфазных — как ТАПВ. В СССР на ВЛ 330–1150 кВ применяется, как правило, комбинированное устройство типа АПВ-503, АПВ-750, ПДЭ 2004, которое совместно с релейными защитами, установленными на линиях, обеспечивает:

отключение только одной поврежденной фазы и ее однократное автоматическое повторное включение при однофазных КЗ на линиях, отключаемых быстродействующей защитой;

отключение всех трех фаз линии без их повторного включения при включении отключавшейся фазы на устойчивое однофазное КЗ;

отключение трех фаз и их повторное включение при междуфазных КЗ на линии;

однократное трехфазное АПВ линии при отключении трех фаз неповрежденной линии вследствие ложного срабатывания релейной защиты или автоматики.

2.12. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОВТОРНОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ ШИН

Для подстанций с односторонним питанием, отключение повреждений на шинах которых обеспечивается защитами, установленными на противоположных концах питающих линий или на трансформаторах, повторная подача напряжения на шины осуществляется за счет действия схем АПВ питающих элементов (линий или трансформаторов).

При наличии на шинах подстанции специальной защиты шин (обычно шин подстанций высокого напряжения в сетях с двусторонним питанием) повторное включение шин, так же как и в схемах с односторонним питанием, можно осуществить с помощью схем АПВ выключателей питающих присоединений. Схема АПВ при этом выполняется с пуском от несоответствия положений выключателя и ключа управления (реле фиксации). В этом случае при срабатывании защиты шин не должно осуществляться блокирование действия АПВ линии.

При наличии на подстанции не одной, а нескольких питающих линий целесообразно осуществлять АПВ нескольких или всех линий, отключив-

шихся при срабатывании защиты шин. Это следует делать для большей автоматизации восстановления нормальной схемы подстанции. С этой целью при срабатывании защиты шин запускаются АПВ всех питающих линий. В случае успешного АПВ первой линии поочередно включаются выключатели других линий. Если первая линия включится на устойчивое КЗ, снова сработает защита шин, при этом блокируется действие АПВ других линий и их выключатели не включаются, благодаря чему обеспечивается однократность АПВ шин.

Вопросы для самопроверки

1. Какие виды АПВ применяются на линиях с односторонним питанием?
2. Как обеспечивается однократность действия в схеме электрического АПВ?
3. Чем определяется выдержка времени АПВ?
4. Каково назначение ускорения защиты при АПВ?
5. В чем состоят особенности выполнения АПВ на воздушных выключателях?
6. В каких случаях применяется двукратное АПВ?
7. Какие виды АПВ применяются на линиях с двусторонним питанием?
8. Как осуществляется однофазное АПВ?
9. Как выполняется АПВ на выключателях с механическими приводами?
10. Как осуществляется АПВ шин?

Глава третья

АВТОМАТИЧЕСКОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ РЕЗЕРВА (АВР)

3.1. НАЗНАЧЕНИЕ АВР

Высокую степень надежности электроснабжения потребителей обеспечивают схемы питания одновременно от двух и более источников (линий, трансформаторов), поскольку аварийное отключение одного из них не приводит к исчезновению напряжения на выводах электроприемников. Несмотря на эти очевидные преимущества многостороннего питания потребителей большое количество подстанций, имеющих два и более источников питания, работают по схеме одностороннего питания. Одностороннее питание имеют также секции собственных нужд электростанций. Применение такой менее надежной, но более простой схемы электроснабжения во многих случаях оказывается целесообразным для снижения значений токов КЗ, уменьшения потерь электроэнергии в питающих трансформаторах, упрощения релейной защиты, создания

необходимого режима по напряжению, перетокам мощности и т.п. При развитии электрической сети одностороннее питание часто является единственным возможным, так как ранее установленное оборудование и релейная защита не позволяют осуществить параллельную работу источников питания. Используются две основные схемы одностороннего питания потребителей при наличии двух или более источников.

В первой схеме один источник включен и питает потребителей, а второй отключен и находится в резерве. Соответственно этому первый источник называется рабочим, а второй — резервным (рис. 3.1, а, б). Во второй схеме все источники нормально включены, но работают раздельно на выделенных потребителях. Деление осуществляется на одном из выключателей (рис. 3.1, в, г).

Недостатком одностороннего питания является то, что аварийное отключение рабочего источника приводит к прекращению питания потребителей. Этот недостаток можно устранить быстрым автоматическим

включением резервного источника или включением выключателя, на котором осуществлено деление сети. Для выполнения этой операции широко используются специальные устройства, получившие название устройств автоматического включения резерва (АВР). Рассмотрим принципы использования АВР на примере схем, приведенных на рис. 3.1.

1. Питание подстанции А (рис. 3.1, а) осуществляется по рабочей линии W1 от подстанции Б. Вторая линия, приходящая с подстанции Б, является резервной и находится под напряжением (выключатель Q3 линии W2 нормально отключен). При отключении линии W1 автоматически от устройства АВР включается выключатель Q3 и таким образом вновь подается питание потребителям подстанции А. Схемы АВР могут иметь одностороннее или двустороннее действие. При одностороннем АВР линия W1 всегда должна быть рабочей, а линия W2 — всегда резервной. При двустороннем АВР любая из этих линий может быть рабочей и резервной.

2. Питание электродвигателей и других потребителей собственных нужд каждого агрегата электростанции осуществляется обычно от отдельных рабочих трансформаторов (Т1 и Т2 на рис. 3.1, б). При отключении рабочего трансформатора автоматически от схемы АВР включается выключатель Q5 и один из выключателей — Q6 (при отключении Т1) или Q7 (при отключении Т2) — резервного трансформатора ТЗ.

3. Трансформаторы Т1 и Т2 включены на разные системы шин (рис. 3.1, в). Шиносоединительный выключатель Q5 нормально отключен. При аварийном отключении любого из рабочих трансформаторов автоматически от схемы АВР включается выключатель Q5, подключая нагрузку шин, потерявших питание, к оставшемуся в работе трансформатору. Если мощность одного трансформатора недостаточна для питания всей нагрузки подстанции, при действии АВР должны приниматься меры для отключения части наименее ответственных потребителей.

4. Подстанции В и Г (рис. 3.1, г) нормально питаются радиально от подстанций А и Б соответственно. Линия W3 находится под напряжением со стороны подстанции Б, а выключатель Q5 нормально отключен. При аварийном отключении линии W2 устройство АВР, установленное на подстанции Г, включает выключатель Q5, в результате чего питание с подстанции Г переводится на подстанцию В по линии W3. При отключении линии W1 подстанция В и вместе с ней линия W3 остаются без напряжения. Исчезновение напряжения на трансформаторе напряжения TV также приводит в действие устройство АВР на подстанции Г, которое включением выключателя Q5 подает напряжение на подстанцию В от подстанции Г.

Опыт эксплуатации показывает, что АВР является очень эффективным средством повышения надежности электроснабжения. Успешность АВР составляет 90–95%. Простота схем и высокая эффективность обусловили широкое применение АВР на электростанциях и в электрических сетях.

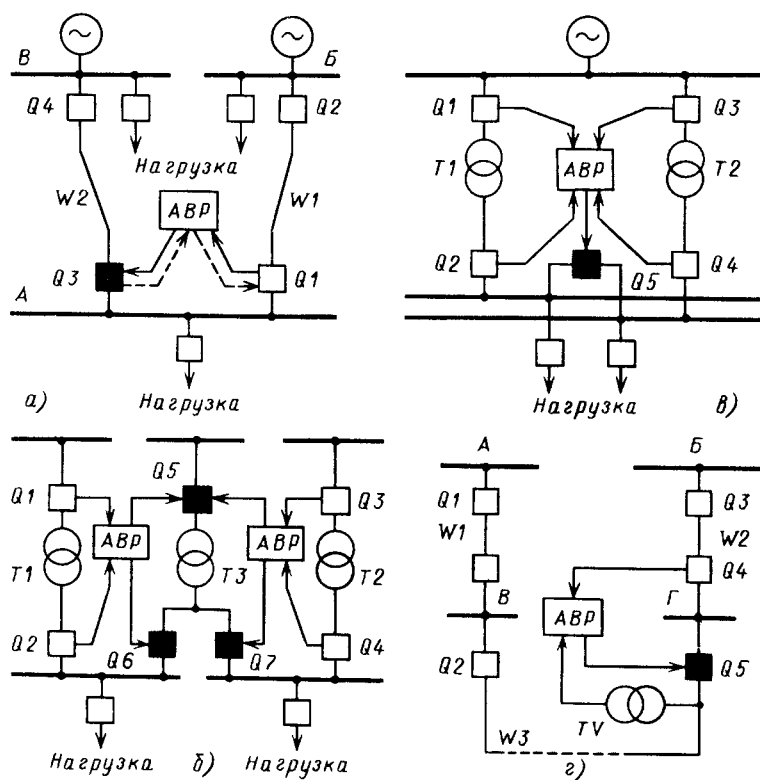


Рис. 3.1. Принципы осуществления АВР при разных схемах питания потребителей

3.2. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К СХЕМАМ АВР

Все устройства АВР должны удовлетворять следующим основным требованиям.

1. Схема АВР должна приходить в действие при исчезновении напряжения на шинах потребителя по любой причине, в том числе при аварийном, ошибочном или самопроизвольном отключении выключателей рабочего источника питания, а также при исчезновении напряжения на шинах, от которых осуществляется питание рабочего источника. Включение резервного источника часто допускается также при КЗ на шинах потребителя.

2. Для того чтобы уменьшить длительность перерыва питания потребителей, включение резервного источника питания должно производиться сразу же после отключения рабочего источника.

3. Действие АВР должно быть однократным, чтобы не допускать нескольких включений резервного источника на неустранившееся КЗ.

4. Схема АВР не должна приходить в действие до отключения выключателя рабочего источника, чтобы избежать включения резервного источника на КЗ в неотключившемся рабочем источнике. Выполнение этого требования исключает также в отдельных случаях несинхронное включение двух источников питания.

5. Для того чтобы схема АВР действовала при исчезновении напряжения на шинах, питающих рабочий источник, когда его выключатель остается включенным, схема АВР должна дополняться специальным пусковым органом минимального напряжения.

6. Для ускорения отключения резервного источника при его включении на неустранившееся КЗ должно предусматриваться ускорение защиты резервного источника после АВР. Это особенно важно в тех случаях, когда потребители, потерявшие питание, подключаются к другому источнику, несущему нагрузку. Ускоренная защита обычно действует по цепи ускорения без выдержки времени. В установках же собственных нужд, а также на подстанциях, питающих большое число электродвигателей, ускорение защиты осуществляется до 0,5 с. Такое замедление ускоренной защиты необходимо, чтобы предотвратить ее неправильное срабатывание в случае кратковременного замыкания контактов токовых реле в момент включения выключателя под действием толчка тока, обусловленного сдвигом по фазе между напряжением энергосистемы и затухающей ЭДС тормозящихся электродвигателей, который может достигать 180° .

3.3. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ РЕЗЕРВА НА ПОДСТАНЦИЯХ

Рассмотрим принцип действия схем АВР на примере двухтрансформаторной подстанции, приведенной на рис. 3.2. Нормально оба трансформатора $T1$ и $T2$ включены и осуществляют питание потребителей секций шин низшего напряжения.

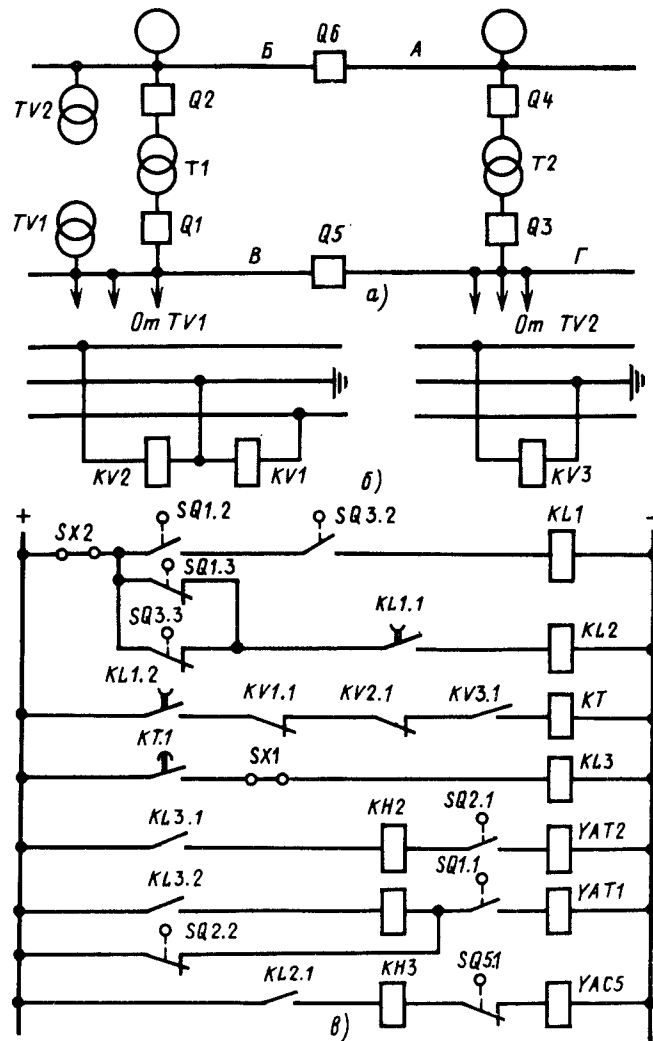


Рис. 3.2. Схема АВР секционного выключателя на подстанции:

а — схема первичных соединений; б — цепи переменного напряжения; в — цепи оперативного тока

При отключении по любой причине выключателя $Q1$ трансформатора $T1$ его вспомогательный контакт $SQ1.2$ размыкает цепь обмотки промежуточного реле $KL1$. В результате якорь реле $KL1$, подтянутый при включенном положении выключателя, при снятии напряжения отпадает с некоторой выдержкой времени и размыкает контакты.

Второй вспомогательный контакт *SQ1.3* выключателя *Q1*, замкнувшись, подает плюс через еще замкнутый контакт *KL1.1* на обмотку промежуточного реле *KL2*, которое своими контактами производит включение секционного выключателя *Q5*, воздействуя на контактор включения *YAC.5*. По истечении установленной выдержки времени реле *KL1* размыкает контакты и разрывает цепь обмотки промежуточного реле *KL2*. Если секционный выключатель *Q5* включится действием схемы АВР на неустранившееся КЗ и отключится релейной защитой, то его повторного включения не произойдет. Таким образом, реле *KL1* обеспечивает однократность АВР и поэтому называется р е л е о д н о - к р а т н о с т и в к л ю ч е н и я. Реле *KL1* вновь замкнет свои контакты и подготовит схему АВР к новому действию лишь после того, как будет восстановлена нормальная схема питания подстанции и включен выключатель *Q1*. Выдержка времени на размыкание контакта *KL1* должна быть больше времени включения выключателя *Q5*, для того чтобы они успели надежно включиться.

С целью обеспечения АВР при отключении выключателя *Q2* от его вспомогательного контакта *SQ2.2* подается команда на катушку отключения *YAT1* выключателя *Q1*. После отключения *Q1* схема АВР запускается и действует, как рассмотрено выше.

Аналогично рассмотренному выше АВР секционного выключателя будет действовать и при отключении трансформатора *T2*.

Кроме рассмотренных случаев отключения одного из трансформаторов потребители также потеряют питание, если по какой-либо причине останутся без напряжения шины высшего напряжения *Б* (или *А*). Схема АВР при этом не подействует, так как оба выключателя *T1* (*Q1* и *Q2*) или *T2* (*Q3* и *Q4*) останутся включенными. Для того чтобы обеспечить действие схемы АВР и в этом случае, предусмотрен специальный пусковой орган минимального напряжения, в состав которого входят реле *KV1*, *KV2* и *KV3*. При исчезновении напряжения на шинах подстанции *Б*, а следовательно, и на шинах *В* минимальные реле напряжения, подключенные к трансформатору напряжения *TV1*, замкнут свои контакты и подадут плюс оперативного тока на обмотку реле времени *КТ* через контакт реле *KV3*. Реле *КТ* при этом запустится и по истечении установленной выдержки времени подаст плюс на обмотку выходного промежуточного реле *KL3*, которое произведет отключение выключателей *Q1* и *Q2* трансформатора *T1*. После отключения выключателя *Q1* схема АВР подействует, как рассмотрено выше.

Реле напряжения *KV3* предусмотрено для того, чтобы предотвратить отключение трансформатора *T1* от пускового органа минимального напряжения в случае отсутствия напряжения на шинах высшего напряжения *А* резервного трансформатора, когда действие схемы АВР будет заведомо бесполезным. Реле *KV3*, подключенное к трансформатору напряжения *TV2* шин *А*, при отсутствии напряжения размыкает контакт

KV3.1 и разрывает цепь от контактов *KV1.1* и *KV2.1* к обмотке реле времени *КТ*.

Аналогичный пусковой орган минимального напряжения предусматривается для отключения трансформатора *T2* в случае исчезновения напряжения на шинах *А* (на рис. 3.2 не показан).

На рис. 3.3 приведена схема АВР на переменном оперативном токе для секционного выключателя подстанции с двумя трансформаторами, питающимися без выключателей на стороне высшего напряжения от двух линий. Секционный выключатель *Q3* нормально отключен. Оперативный ток для питания схемы автоматики подается от трансформаторов собственных нужд *T3* и *T4*. Особенностью схемы является то, что при исчезновении напряжения на одной из линий (*W1* или *W2*) устройство АВР включает секционный выключатель *Q3*, а при восстановлении напряжения на линии автоматически восстанавливает нормальную схему подстанции.

Пусковым органом схемы автоматики являются реле времени *КТ1* и *КТ2* типа РВ-03 (ЭВ-235), контакты которых *КТ1.2* и *КТ2.2* включены последовательно в цепи *YAT1*. Последовательно с контактами этих реле включен мгновенный контакт реле времени *КТ3.1* трансформатора *T2*, которое контролирует наличие напряжения на этом трансформаторе. Обмотки реле *КТ1* и *КТ2* включены на разные трансформаторы (*T3* и *TV1*), что исключает возможность ложного действия пускового органа в случае неисправности в цепях напряжения. Реле *КТ1*, подключенное к трансформатору собственных нужд *T3*, установленному до выключателя трансформатора *T1*, используется также для контроля за появлением напряжения на *T1* при включении линии *W1*.

При исчезновении напряжения в результате отключения линии *W1* запустятся реле времени *КТ1* и *КТ2* и разомкнут свои мгновенные контакты *КТ1.1* и *КТ2.1*, снимая напряжение с обмотки реле времени *КТ3* типа РВ-01 (ЭВ-248). Это реле при снятии с его обмотки напряжения мгновенно возвращается в исходное положение, а при подаче напряжения срабатывает с установленной выдержкой времени.

Если действием схемы АПВ линии напряжение на подстанции восстановлено не будет, то с установленной выдержкой времени (большей времени АПВ линии) замкнутся контакты реле времени *КТ1.2* и *КТ2.2*, фиксирующие отсутствие напряжения на 1-й секции, и создадут цепь на катушку отключения *YAT1* выключателя *Q1* трансформатора *T1* с контролем напряжения на 2-й секции (контакт *КТ3.1*). При отключении выключателя *Q1* замкнется его вспомогательный контакт *SQ1.1* (рис. 3.3, в) в цепи катушки включения *YAC3* секционного выключателя *Q3* через еще замкнутый контакт *KQC1.1* реле однократности включения. Секционный выключатель включится и подаст напряжение на 1-ю секцию подстанции, при этом подтянется реле времени *КТ2*, замкнет контакт *КТ2.1* и разомкнет *КТ2.2*. Реле *КТ1* останется без напряжения, поэтому его контакт *КТ1.1* останется разомкнутым, а реле времени

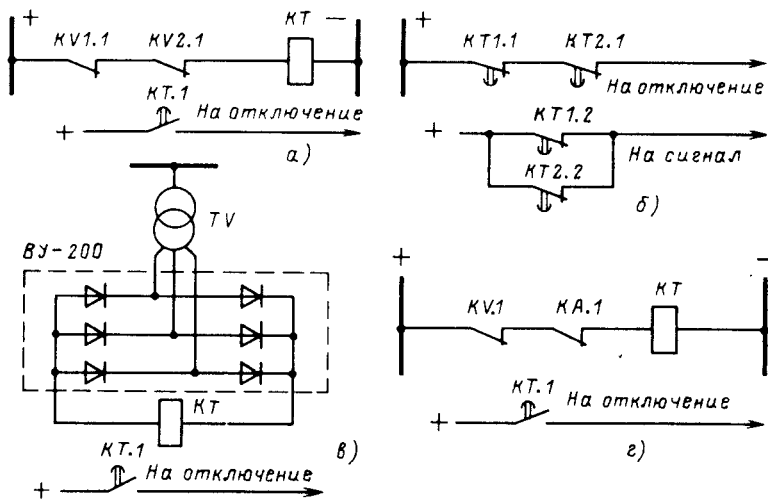


Рис. 3.4. Принципы выполнения пусковых органов АВР

случае замыкания контакта одного реле напряжения или реле времени. В схеме на рис. 3.4, б для сигнализации используется один из двух упорных замыкающих контактов реле времени.

Пусковой орган минимального напряжения может быть выполнен с одним реле времени типа ЭВ-235, включенным через вспомогательное устройство ВУ-200, представляющее собой трехфазный выпрямительный мост (рис. 3.4, в). Это реле времени начинает работать лишь в том случае, если напряжение исчезнет или понизится одновременно на трех фазах.

В схеме на рис. 3.4, г блокировка от нарушения цепей напряжения осуществляется с помощью минимального реле тока КА (обмотка реле на схеме не показана), включенного в цепь трансформатора тока рабочего источника питания. В нормальных условиях, когда рабочий источник питает нагрузку, по обмотке реле КА проходит ток и оно держит контакт разомкнутым. При отключении рабочего источника или при исчезновении напряжения на питающих шинах, когда исчезает ток нагрузки, замыкается контакт КА.1 и через замкнувшийся контакт КВ.1 создается цепь на срабатывание реле времени КТ, которое отключает рабочий источник питания. Замыкание только одного контакта КВ.1, когда контакт минимального реле тока КА.1 остается разомкнутым, не приводит к отключению рабочего источника.

При отключении источника, питающего шины высшего напряжения рабочего трансформатора или линии (например, шины В на рис. 3.2), пусковой орган минимального напряжения может приходить в действие не сразу, так как в течение некоторого времени (0,5–1,5 с) синхронные и

асинхронные электродвигатели поддерживают на шинах остаточное напряжение, превышающее напряжение срабатывания минимального реле напряжения. Это обстоятельство задерживает АВР.

Для ускорения в этих условиях АВР пусковой орган целесообразно дополнять реле понижения частоты, которое вызывает прекращение питания раньше, чем минимальное реле напряжения. Это происходит потому, что после отключения источника питания электродвигатели резко снижают частоту вращения, благодаря чему частота остаточного напряжения также быстро снижается. При уставке срабатывания реле понижения частоты 48 Гц оно сработает при снижении частоты вращения электродвигателей и синхронных компенсаторов всего на 4%, что происходит уже через 0,1–0,2 с после отключения рабочего источника питания. Схема пускового органа с реле понижения частоты КФ приведена на рис. 3.5. В случае отключения источника питания, питающего шины высшего напряжения В, исчезнет ток в рабочем трансформаторе и понизится частота остаточного напряжения на шинах В. При этом сработают и замкнут свои контакты КА.1 минимальное реле тока и КФ.1 реле частоты, что приведет к созданию цепи на отключение выключателя рабочего трансформатора. Реле частоты КФ может сработать и при общесистемном снижении частоты, но цепь на отключение рабочего источника при этом не образуется, так как по рабочему трансформатору будет проходить ток нагрузки, под действием которого контакт КА.1 останется разомкнутым. С помощью реле напряжения КВ1 и КВ2, а также реле времени КТ в рассматриваемой схеме выполняется пусковой орган минимального напряжения.

3.5. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ РЕЗЕРВНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

На рис. 3.6 приведена схема АВР трансформаторов собственных нужд блочных тепловых электростанций. Показанный в этой схеме рабочий трансформатор Т1 имеет расщепленные обмотки и подключен отпайкой к генератору Г1. Два резервных трансформатора Т2 и Т3 присоединены к магистралям резервного питания 6 кВ А и В. Выключатели высшего напряжения резервных трансформаторов Q21 и Q31 нормально отключены, а выключатели стороны низшего напряжения Q2А и Q2В, Q3А и Q3В включены. В рассматриваемой схеме имеется возможность замены рабочего трансформатора любого блока любым из двух резервных Т2 и Т3. В зависимости от того, какой из резервных трансформато-

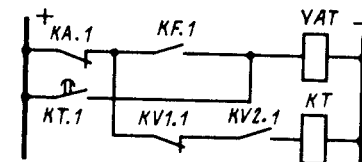


Рис. 3.5. Схема выполнения пускового органа, реагирующего на понижение частоты

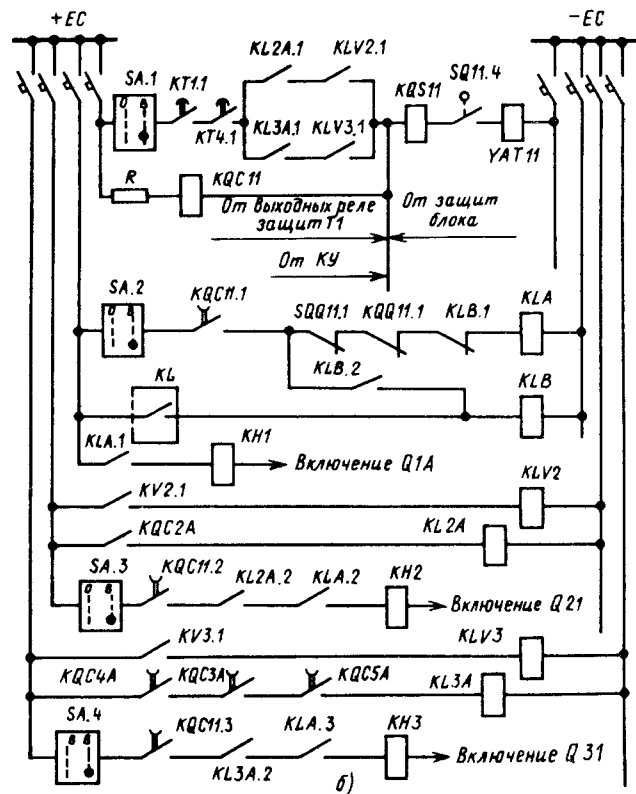
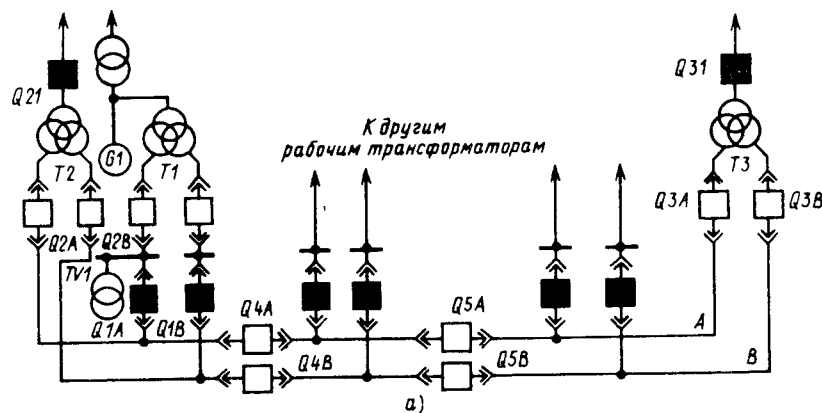


Рис. 3.6. Схема АВР трансформаторов собственных нужд блочных тепловых электростанций:

а – первичная схема; б – цепи оперативного тока

ров используется, включаются выключатели $Q4A$, $Q4B$ или $Q5A$, $Q5B$ (секционные выключатели устанавливаются через два блока).

В схеме на рис. 3.6, а показано АВР выключателей, обеспечивающих восстановление питания секции собственных нужд (СН), питающейся нормально от рабочего трансформатора $T1$ через выключатель $Q11$.

В случае аварийного отключения $T1$ будут включены выключатель $Q1A$, а также выключатель $Q21$ или $Q31$ резервных трансформаторов $T2$ или $T3$.

Команды на включение выключателей подаются реле KLA (рис. 3.6, б), которое срабатывает при замыкании вспомогательного контакта $SQ11.1$ отключившегося выключателя $Q11$ через размыкающий контакт $KQC11.1$, обеспечивающий однократность действия АВР. Плюс на включение выключателя $Q1A$ подается непосредственно контактом $KLA.1$ через указательное реле $KH1$, а на включение выключателей $Q21$ и $Q31$ – через контакты $KLA.2$ и $KLA.3$ соответственно.

Для выбора направления действия схемы АВР на рис. 3.6, б предусмотрены специальные промежуточные реле ($KL2A$ и $KL3A$), контролирующие, от какого резервного трансформатора питаются вводы резервного питания к секции собственных нужд соответствующего блока (в рассматриваемом случае блока $G1$).

В схемах АВР выключателя $Q1A$, показанных на рис. 3.6, б, при использовании для резервирования $T2$ замкнуты контакты $KV2.1$ реле напряжения $KV2$, контролирующего наличие напряжения на питающей стороне трансформатора $T2$, и контакты реле положения "Включено" $KQC2A$ выключателя $Q2A$. Поэтому под напряжением находятся реле $KLV2$, $KL2A$ и контакты их в схеме АВР (рис. 3.6, б) замкнуты. При использовании же для резервирования $T3$ под напряжением будут находиться реле $KLV3$ и $KL3A$ (рис. 3.6, б).

Действие АВР запрещается в случае отключения выключателя $Q11$ вручную [при этом размыкаются контакты $KQQ11.1$ (см. рис. 2.4 и 3.6, б)] и в случае повреждения на шинах или присоединениях низшего напряжения, когда могут подействовать резервные защиты питающего трансформатора [при этом через замкнувшийся контакт выходного промежуточного реле резервных защит трансформатора KL (рис. 3.6, б) сработает реле блокировки KLB , которое контактом $KLB.1$ разомкнет цепь обмотки реле KLA , а через контакт $KLB.2$ будет самоудерживаться до размыкания контакта $KQC11.1$ и возврата схемы АВР].

При исчезновении напряжения на шинах секции 6 кВ, когда выключатель рабочего трансформатора $Q11$ остается включенным, вступит в действие пусковой орган минимального напряжения АВР, схема которого приведена на рис. 3.7. Аналогично схеме пускового органа минимального напряжения, приведенной на рис. 3.2, для пуска схемы АВР в рассматриваемом случае необходимо срабатывание двух реле напряжения ($KV1$ и $KV4$ на рис. 3.7) и реле времени $KT1$ и $KT4$. В ка-

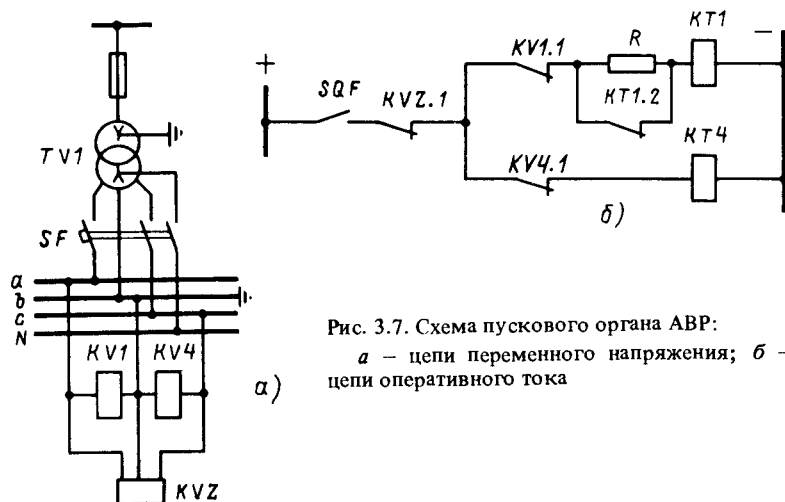


Рис. 3.7. Схема пускового органа АВР:
а — цепи переменного напряжения; б —
цепи оперативного тока

честве реле $KV4$ и $KT4$ используются соответствующие реле первой ступени защиты минимального напряжения, предназначенной для отключения неответственных электродвигателей в режиме самозапуска. На реле $KV4$ выполняется обычно уставка срабатывания 70 В, и оно срабатывает одновременно с реле $KV1$ при исчезновении напряжения на шинах, обеспечивая пуск АВР. Для исключения ложного срабатывания пускового органа АВР и защиты минимального напряжения электродвигателей при отключении автоматического выключателя SF , установленного во вторичных цепях трансформатора напряжения, плюс на контакты напряжения подается через его вспомогательный контакт SQF , замкнутый при включенном автоматическом выключателе.

Предусмотренные в схеме на рис. 3.7 блокировки не исключают возможности ложного срабатывания пускового органа в случае перегорания предохранителя в средней фазе на стороне высшего напряжения $TV1$, когда могут одновременно сработать оба реле напряжения $KV1$ и $KV4$. Для предотвращения в этом случае ложного срабатывания пускового органа схемы АВР плюс на его схему подается через размыкающий контакт фильтра-реле напряжения обратной последовательности KVZ (типа РНФ-1М), установленного в схеме защиты минимального напряжения электродвигателей, подключенных к данной секции шин собственных нужд.

В цепи отключения соответствующего выключателя рабочего трансформатора от пускового органа схемы АВР включены замыкающие контакты промежуточного реле $KLV2$ и $KLV3$ (см. рис. 3.6), замкнутые при наличии напряжения на резервном источнике питания. Промежуточные реле $KLV2$ ($KLV3$) приходят в действие от контактов

максимального реле напряжения $KV2.1$ ($KV3.1$) и служат для размножения контактов последнего с целью использования их в цепях других рабочих трансформаторов.

Реле времени $KT1$ и $KT4$ замыкают цепь отключения выключателя $Q11$ через замыкающие контакты реле $KLV2.1$ ($KLV3.1$) и $KLA2.1$ ($KLA3.1$) в зависимости от того, какой трансформатор — $T2$ или $T3$ — используется для резервирования рабочего трансформатора $T1$.

На атомных электростанциях (АЭС) ряд установок собственных нужд требуют повышенной надежности. В зависимости от требований надежности электроснабжения потребители СН АЭС разделяются на три группы [18].

К первой группе относятся потребители, требующие повышенной надежности электроснабжения и не допускающие перерыва питания более чем на доли секунды во всех режимах, включая режим полного исчезновения напряжения переменного тока как от рабочих, так и от резервных трансформаторов СН, и требующие надежного питания после срабатывания аварийной защиты (АЗ) реактора. К этой группе относятся: контрольно-измерительные приборы и защита реактора; приборы технологического контроля реактора и его систем; электромагниты приводов систем управления и защиты (СУЗ), удерживающих стержни управления в заданном положении, и др.

Ко второй группе относятся потребители, также требующие повышенной надежности электроснабжения, но допускающие перерывы питания на несколько десятков секунд и даже на несколько минут. К этой группе относятся: механизмы расхолаживания реактора и локализации аварий в различных режимах: спринклерные насосы, насосы борного регулирования, аварийные питательные насосы, противопожарные насосы; механизмы, обеспечивающие сохранность основного оборудования при полном погашении АЭС (маслонасосы турбин и уплотнений вала генератора); системы биологической и технологической дозиметрии и др.

К третьей группе относятся потребители, не предъявляющие повышенных требований к надежности электроснабжения, допускающие перерывы питания на время действия АВР и не требующие обязательного наличия питания после срабатывания АЗ реактора. К этой группе относятся: главные циркуляционные насосы (ГЦН) с большими моментами инерции; конденсатные, циркуляционные, сетевые и дренажные; неответственные потребители. К надежности электроснабжения этих потребителей предъявляются такие же требования, как к надежности электроснабжения СН на ТЭС.

Питание шин нормальной эксплуатации (BA на рис. 3.8) осуществляется так же, как и на ТЭС от двух трансформаторов (основного и резервного).

Шины BV повышенной надежности связаны с шиной BA через два выключателя $Q1$ и $Q2$. В случае исчезновения напряжения

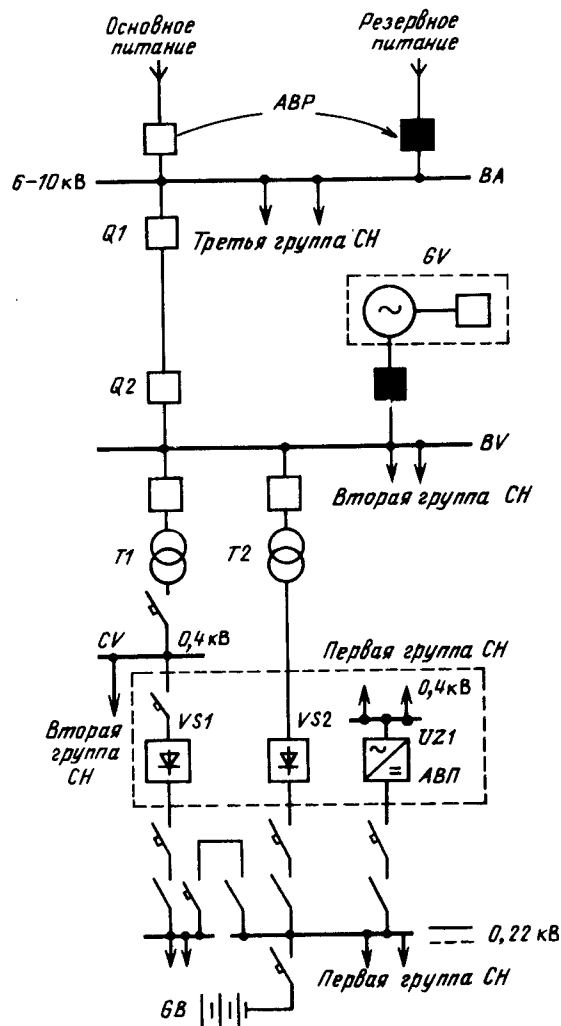


Рис. 3.8. Схема питания установок собственных нужд АЭС

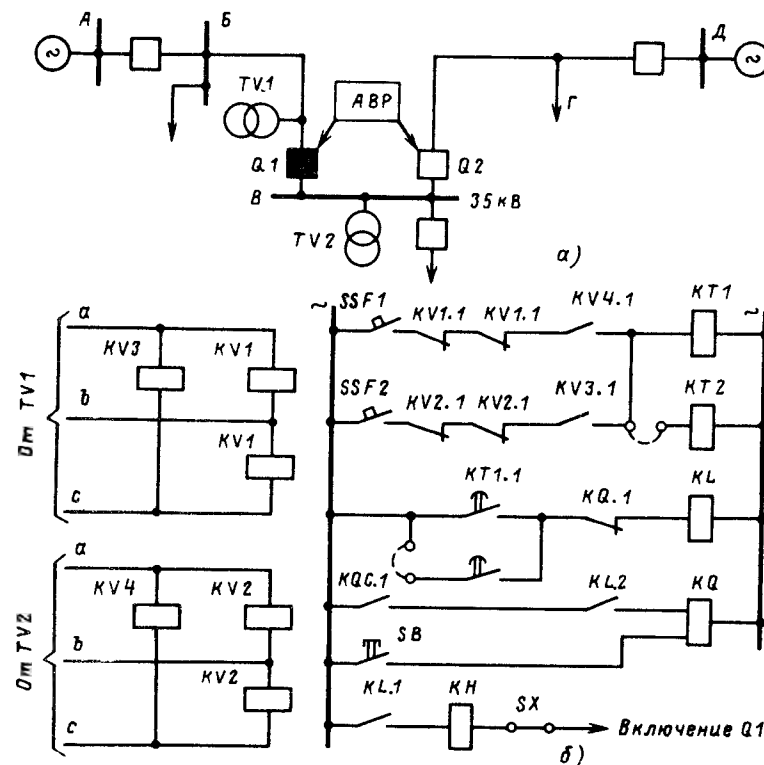
на шинах *ВА* и *BV* на длительное время связь с шинами *ВА* (*Q1* и *Q2*) отключится, а в работу будет введен дизель-генератор *GV*, находящийся в режиме "горячего резерва", готовности к пуску и принятию нагрузки через 15 с.

Для потребителей 0,4 кВ второй группы предусмотрена секция *CV*, получающая питание от трансформатора *T1*. Потребители первой группы 0,4 кВ получают питание от агрегатов бесперебойного питания *АБП*.

Секции 0,4 кВ первой группы выполнены из шкафов с тиристорными коммутационными устройствами и получают питание от автономных инверторов-преобразователей постоянного тока в переменный *UZ1*, присоединенных к щиту постоянного тока 0,22 кВ.

Щит получает питание от выпрямителя *VS2*, а при исчезновении напряжения — от аккумуляторной батареи *GB1*, работающей в режиме "буфера". Выпрямитель *VS1* служит для постоянного подзаряда аккумуляторной батареи в нормальном режиме.

Агрегаты бесперебойного питания с дизель-генераторами 0,4 кВ и буферными аккумуляторными батареями применяются для питания средств связи и вычислительной техники энергоблоков 800 МВт ТЭС, оснащенных автоматизированными системами управления на базе ЭВМ.



3.6. СЕТЕВЫЕ АВР

В распределительных сетях находят широкое применение схемы АВР, обеспечивающие при срабатывании восстановление питания нескольких подстанций сети, — так называемые сетевые АВР. Схема такого АВР приведена на рис. 3.9. Устройство двустороннего действия обеспечивает восстановление питания участков сети, расположенных слева и справа от подстанции *В*, в случае нарушения питания от подстанций *А* и *Д* соответственно. Пуск схемы АВР осуществляется контактами реле напряжения *KV1* или *KV2*, подключенных к трансформаторам напряжения *TV1* и *TV2* соответственно. В цепи обмотки реле времени *KT1* пускового органа АВР включены замыкающие вспомогательные контакты автоматических выключателей *SSF1* и *SSF2*, благодаря чему предотвращается ложное срабатывание пускового органа в случае неисправности цепей напряжения, а также замыкающие контакты *KV3.1* и *KV4.1* реле напряжения, контролирующих наличие напряжения со стороны резервного источника.

В схеме пускового органа схемы АВР предусмотрено второе реле времени *KT2* для возможности осуществления двух различных уставок по времени в случае отключения источников питания от подстанций *А* и *Д*. Однократность действий рассматриваемой схемы АВР обеспечивается двухпозиционным реле переменного тока *KQ* типа РП-9. В нормальном режиме замкнуты контакты реле *KQ.1* и подготовлена цепь обмотки выходного промежуточного реле *KL*. После срабатывания этого реле, подающего команду на включение *Q1*, и замыкания контактов реле положения "Включено" *KQC.1*, фиксирующего завершение процесса включения *Q1*, реле *KQ* срабатывает и переключает свои контакты, размыкая *KQ.1* в цепи обмотки *KL*. Возврат реле *KQ* и подготовка схемы АВР к новому действию осуществляются нажатием кнопки *SB*. Действие сетевого АВР согласуется с АПВ линий, что обеспечивает наибольшую эффективность действия автоматики.

3.7. РАСЧЕТ УСТАВОК АВР

Реле однократности включения

Выдержка времени промежуточного реле однократности включения $t_{0.в}$ от момента снятия напряжения с его обмотки до размыкания контакта должна с некоторым запасом превышать время включения выключателя резервного источника питания:

$$t_{0.в} = t_{вкл} + t_{зап}, \quad (3.1)$$

где $t_{вкл}$ — время включения выключателя резервного источника питания; $t_{зап}$ — время запаса, принимаемое равным 0,3–0,5 с.

Пусковой орган минимального напряжения

Напряжение срабатывания минимального реле напряжения при выполнении пускового органа по схеме на рис. 3.4, *а* выбирается так, чтобы пусковой орган срабатывал только при полном исчезновении напряжения и не приходил в действие при понижениях напряжения, вызванных КЗ или самозапуском электродвигателей.

Для выполнения этого условия напряжение срабатывания минимального реле напряжения должно быть равным

$$U_{с.р} = \frac{U_{ост.к}}{k_{отс} K_U}; \quad (3.2)$$

$$U_{с.р} = \frac{U_{сам}}{k_{отс} K_U}, \quad (3.3)$$

где $U_{ост.к}$ — наименьшее расчетное значение остаточного напряжения при КЗ; $U_{сам}$ — наименьшее напряжение при самозапуске электродвигателей; $k_{отс}$ — коэффициент отстройки, принимаемый 1,25; K_U — коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Для определения наименьшего остаточного напряжения производятся расчеты при трехфазных КЗ за реакторами и трансформаторами (точки 1, 2, 3 на рис. 3.10) и расчет самозапуска электродвигателей. Принимается меньшее значение напряжения срабатывания из полученных по формулам (3.2) и (3.3).

В большинстве случаев обоим условиям удовлетворяет напряжение срабатывания, равное

$$U_{с.р} = (0,25 \div 0,4) U_{ном}, \quad (3.4)$$

где $U_{ном}$ — номинальное напряжение электроустановки.

Следовательно, практически можно принимать напряжение срабатывания согласно формуле (3.4).

В схемах пусковых органов минимального напряжения должны применяться термически стойкие реле напряжения типа РН-53/60Д, которые имеют пределы уставок 15–60 В и допускают длительное включение на напряжение 110 и 220 В.

При выполнении органа минимального напряжения с помощью реле времени переменного напряжения по схемам на рис. 3.3, *б* и *в* необ-

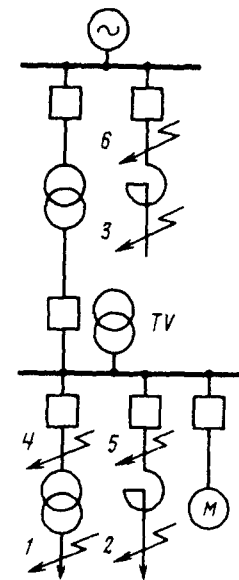


Рис. 3.10. К выбору уставок пусковых органов АВР

ходимо иметь в виду следующее. Напряжение срабатывания реле времени типов РВ-03 (ЭВ-215–ЭВ-245) не регулируется и по данным завода составляет $(0,25–0,55) U_{ном.р.}$, где $U_{ном.р.}$ – номинальное напряжение реле. Поэтому при использовании этих реле в схемах пусковых органов минимального напряжения нужно отбирать реле с напряжением срабатывания не выше предусмотренного по (3.4). Напряжение срабатывания реле времени типов РВ-03 (ЭВ-215К–ЭВ-245К) также не регулируется, но по данным завода не превышает $0,35 U_{ном.р.}$. Поэтому в схемах пусковых органов можно применять любые реле этих типов.

Выдержка времени пускового органа минимального напряжения должна быть на ступень селективности больше выдержек времени защит, в зоне действия которых остаточное напряжение при КЗ оказывается ниже напряжения срабатывания минимального реле напряжения или реле времени. Такой зоной являются участки до реакторов (точки 5, 6) и до трансформаторов (точка 4) на рис. 3.10.

Таким образом, выдержка времени пускового органа минимального напряжения должна быть равна

$$t_{п.о} = t_1 + \Delta t; \quad (3.5)$$

$$t_{п.о} = t_2 + \Delta t, \quad (3.6)$$

где t_1 – наибольшая выдержка времени защиты присоединений, отходящих от шин высшего напряжения подстанции; t_2 – наибольшая выдержка времени защиты присоединений, отходящих от шин низшего напряжения подстанции; Δt – ступень селективности, равная 0,4–0,5 с.

Пусковой орган минимального тока и напряжения

Напряжение срабатывания минимального реле напряжения пускового органа минимального тока и напряжения (см. рис. 3.3, 2) выбирается, как рассмотрено выше, по формулам (3.2)–(3.4). При этом отстраиваться следует только от КЗ в точке 3 (рис. 3.10), так как при КЗ в точках 4 и 5 через трансформатор проходит большой ток КЗ и реле КА держит контакт разомкнутым.

Ток срабатывания минимального реле тока должен быть меньше минимального тока нагрузки и определяется по формуле

$$I_{с.р} = \frac{I_{нагр min}}{k_{отс} K_I}, \quad (3.7)$$

где $I_{нагр min}$ – минимальный ток нагрузки трансформатора; $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,5; K_I – коэффициент трансформации трансформатора тока.

Выдержка времени определяется по формуле (3.5) из условия согласования с защитой, действующей при КЗ в точке 6 (рис. 3.10). Согласования с защитами присоединений шин низшего напряжения не требуется.

Реле контроля наличия напряжения на резервном источнике питания

Напряжение срабатывания этого реле определяется из условия отстройки от минимального рабочего напряжения по формуле

$$U_{с.р} = \frac{U_{раб min}}{k_{отс} k_B k_U}, \quad (3.8)$$

где $U_{раб min}$ – минимальное рабочее напряжение; $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,2; k_B – коэффициент возврата реле.

Вопросы для самопроверки

1. Каковы основные требования к выполнению схем АВР?
2. Как обеспечивается однократность действия схемы АВР?
3. Каково назначение органа минимального напряжения?
4. Зачем в схемах пускового органа применяется реле частоты?
5. Как предотвращается ложное действие пускового органа минимального напряжения при неисправностях в цепях напряжения?
6. Какие виды схем АВР применяются на подстанциях?
7. Каково назначение АВР?
8. Почему при наличии нескольких источников питания на подстанциях применяются схемы одностороннего питания?

Глава четвертая

АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

4.1. НАЗНАЧЕНИЕ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПЯЖЕНИЯ

Отклонение напряжения от нормального значения в сторону как понижения, так и повышения приводит к ухудшению условий работы, снижению производительности механизмов, сокращению срока службы электрооборудования, браку продукции. Так, например, при снижении напряжения на 10% вращающий момент асинхронных электродвигателей уменьшается на 19%, соответственно уменьшается и производительность приводимого механизма. Резко снижается производительность электропечей, время плавки в которых увеличивается в 1,5–2 раза при снижении напряжения на 5%. В осветительных установках снижение напряжения на 5% вызывает снижение на 17,5% световой отдачи.

Не менее вредно чрезмерное повышение напряжения, следствием чего является ускоренный выход из строя осветительных ламп, нагре-

вательных установок и другого электрооборудования. Так, например, срок службы осветительных ламп накаливания сокращается на 15% при повышении напряжения на 1% и в 3 раза при повышении напряжения на 10%.

Согласно "Правилам устройства электроустановок" [1], за исключением наиболее ответственных установок, допускается отклонение напряжения у потребителей не более чем на $\pm 5\%$.

Напряжение на шинах низшего напряжения приемной подстанции (рис. 4.1) равно

$$U_n \approx \left(U_r - \frac{PR + QX}{U_n'} \right) \frac{1}{n_T}, \quad (4.1)$$

где U_n' — напряжение на шинах высшего напряжения приемной подстанции; U_r — напряжение на шинах генератора; R, X — активное и реактивное сопротивление питающей линии и трансформатора; P, Q — активная и реактивная мощности, передаваемые по линии; n_T — коэффициент трансформации силового трансформатора.

На основании выражения (4.1) можно сделать заключение, что изменить напряжение у потребителя U_n можно следующими способами: изменением напряжения на шинах генератора (см. гл. 7); изменением коэффициента трансформации n_T трансформатора, установленного на подстанции; изменением реактивной мощности Q , передаваемой по линии, что может осуществляться регулированием возбуждения синхронных компенсаторов или электродвигателей; включением и отключением батарей конденсаторов, установленных на подстанции.

В настоящей главе рассматривается регулирование напряжения с помощью трансформаторов и батарей конденсаторов, установленных на приемной подстанции.

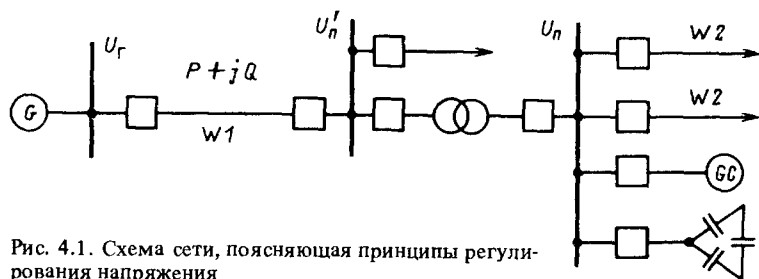


Рис. 4.1. Схема сети, поясняющая принципы регулирования напряжения

4.2. АВТОМАТИЧЕСКИЙ РЕГУЛЯТОР НАПЯЖЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Изменить значение напряжения на стороне низшего или среднего напряжения трансформатора при неизменном значении напряжения на стороне питающего, высшего напряжения (ВН) можно путем изменения его коэффициента трансформации изменением числа витков одной из обмоток. По конструктивному исполнению различают два типа трансформаторов с переменным коэффициентом трансформации: 1) с переключением регулировочных ответвлений без возбуждения, т.е. с отключением трансформатора от сети (трансформаторы с ПБВ); 2) с переключением регулировочных ответвлений под нагрузкой (трансформаторы с РПН). Обычно регулировочные ответвления выполняются на обмотке ВН трансформатора, которая имеет меньший рабочий ток.

Принципиальная схема трансформатора с ПБВ, который обычно имеет одно основное и четыре дополнительных ответвления, приведена на рис. 4.2. Основное ответвление имеет напряжение, равное номинальному напряжению сети, к которому присоединяется данный трансформатор. При основном ответвлении коэффициент трансформации трансформатора называют номинальным. При использовании четырех дополнительных ответвлений коэффициент трансформации соответственно отличается от номинального на +5, +2,5, -2,5 и -5%.

Переключения регулировочных ответвлений у трансформаторов с ПБВ, осуществляемые при их отключенном положении, производятся редко, обычно только при сезонном изменении нагрузок. Поэтому в режимах наибольших и наименьших нагрузок в течение суток трансформатор с ПБВ работает с одним и тем же коэффициентом трансформации, что не позволяет осуществить требования встречного регулирования (см. ниже).

Трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой отличаются наличием специального, встроенного в кожух трансформатора переключающего устройства, а также увеличенным числом ступеней регулировочных ответвлений и диапазоном регулирования. Например, для трансформаторов с номинальным напряжением основного ответвления обмотки ВН на 115 кВ предусматриваются диапазоны регулирования $\pm 16\%$ при ± 9 ступенях регулирования по 1,78% каждая.

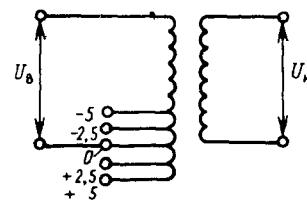


Рис. 4.2. Схема регулирования напряжения ПБВ
3—452

Обмотка ВН трансформатора с РПН (рис. 4.3, б) состоит из двух частей — нерегулируемой *а* и регулируемой *б*. На регулируемой части обмотки имеется ряд ответвлений к зажимам 1–4. Ответвления 1–2 соответствуют части витков, включенных согласно с витками основной обмотки (направления токов указаны на рис. 4.3, б стрелками). При переходе с ответвления 2 на ответвление 1 коэффициент трансформации трансформатора увеличивается. Ответвления 3–4 соответствуют части витков, включенных встречно по отношению к виткам основной обмотки. Переход с ответвления 3 на ответвление 4 уменьшает коэффициент трансформации.

На регулируемой части *б* обмотки имеется переключающее устройство, состоящее из подвижных контактов *в* и *г*, контактов *К1*, *К2* и реактора *Л*. Середина обмотки реактора соединена с нерегулируемой частью обмотки трансформатора. Нормально ток нагрузки обмотки ВН распределяется поровну между половинами обмотки реактора. Поэтому магнитный поток мал и потеря напряжения в реакторе также мала.

Рассмотрим порядок переключения устройства с ответвления 2 на ответвление 1: отключается контактор *К1* (рис. 4.3, в), подвижный контакт *в* переводится на ответвление 1, вновь включается контактор *К1* (рис. 4.3, г). Таким образом, секция 1–2 обмотки оказывается замкнутой на обмотку реактора *Л*. Благодаря значительной индуктивности

реактора, уравнивающий ток, протекающий под действием напряжения на секции 1–2 обмотки, ограничен. После этого отключается контактор *К2*, подвижный контакт переводится на ответвление 1 и вновь включается контактор *К2*.

Реактор и все контакты (подвижные и неподвижные) переключающего устройства размещаются в баке трансформатора. Контакторы *К1* и *К2* помещают в отдельном стальном кожухе, укрепленном снаружи бака трансформатора и залитом маслом.

С помощью РПН можно в течение суток менять коэффициент трансформации трансформатора под нагрузкой, добиваясь выполнения требований встречного регулирования.

Автоматическое управление коэффициентом трансформации трансформатора под нагрузкой осуществляется с помощью специального автоматического регулятора напряжения (АРНТ), который реагирует на напряжение шин питающей подстанции.

Для осуществления так называемого встречного регулирования, необходимого для поддержания соответствующего уровня напряжения у потребителей, в схему АРНТ обычно вводится токовая компенсация, принцип действия которой пояснен ниже.

Напряжение на шинах потребителя $U_{\text{потр}}$ отличается от напряжения на шинах низшего напряжения питающей подстанции $U_{\text{п}}$ на значение падения напряжения в линии и будет изменяться при изменении тока нагрузки $I_{\text{нагр}}$, проходящего по линии *W2* (см. рис. 4.1):

$$U_{\text{потр}} = U_{\text{п}} - I_{\text{нагр}} Z_{\text{л}}, \quad (4.2)$$

где $Z_{\text{л}}$ — сопротивление линии *W2*.

Чем больше ток нагрузки, проходящей по линии *W2*, тем ниже окажется напряжение у потребителя. Для того чтобы поддерживать постоянным напряжение у потребителя, измерительный орган АРНТ дополняется токовой компенсацией (рис. 4.4).

При включенной токовой компенсации (сопротивления *R* и *X* на рис. 4.4) к измерительному органу АРНТ будет подаваться напряжение $U_{\text{рег}}$, равное

$$U_{\text{рег}} = \frac{U_{\text{п}}}{K_U} - \frac{I_{\text{нагр}}}{K_I} Z_{\text{т.к}}, \quad (4.3)$$

где $Z_{\text{т.к}}$ — сопротивление токовой компенсации; K_I , K_U — коэффициенты трансформации трансформаторов тока и напряжения соответственно.

Умножим обе части выражения (4.3) на K_U :

$$U_{\text{рег}} K_U = U_{\text{п}} - I_{\text{нагр}} Z_{\text{т.к}} \frac{K_U}{K_I}. \quad (4.4)$$

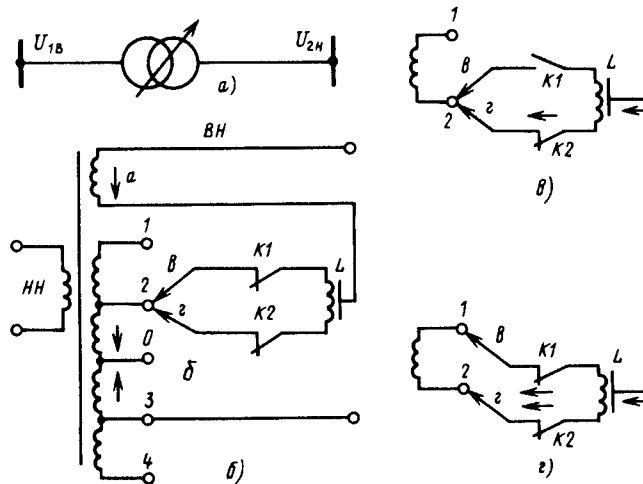


Рис. 4.3. Трансформатор с РПН:

а — условное обозначение; *б* — принципиальная схема РПН; *в*, *г* — переключение ответвлений

Если с учетом коэффициентов трансформации тока и напряжения выбрать сопротивления $Z_{т.к}$ таким, чтобы удовлетворялось соотношение

$$Z_{л} = Z_{т.к} \frac{K_U}{K_I}, \quad (4.5)$$

можно записать

$$U_{рег} K_U = U_{г} - I_{нагр} Z_{л}. \quad (4.6)$$

Сравнивая выражения (4.2) и (4.6), можно сделать вывод, что $U_{рег} K_U = U_{потр}$. Следовательно, на измерительный орган АРНТ будет подаваться напряжение, пропорциональное напряжению на шинах потребителя $U_{потр}$, и автоматика будет поддерживать постоянным напряжением на шинах у потребителя. При этом напряжение на шинах подстанции будет изменяться в зависимости от тока нагрузки, как показано на рис. 4.5. Наклон характеристики $U_{г} = f(I_{нагр})$ будет тем больше, чем больше сопротивление $Z_{т.к}$.

Автоматический регулятор напряжения (АРНТ) типа АРТ-1Н осуществляет автоматическое управление электроприводами переключателя отпаяк на обмотках силового автотрансформатора (трансформатора) РПН импульсным сигналом, длительность которого определяется временем запуска электропривода. Структурная схема устройства, представленная на рис. 4.6, содержит три основных функциональных звена: тракт регулирования с двумя каналами управления (*Убавить* — на понижение напряжения, *Прибавить* — на повышение напряжения), блок управления и контроля БУК, генератор тактовых импульсов с элементом изменения периода следования тактовых импульсов.

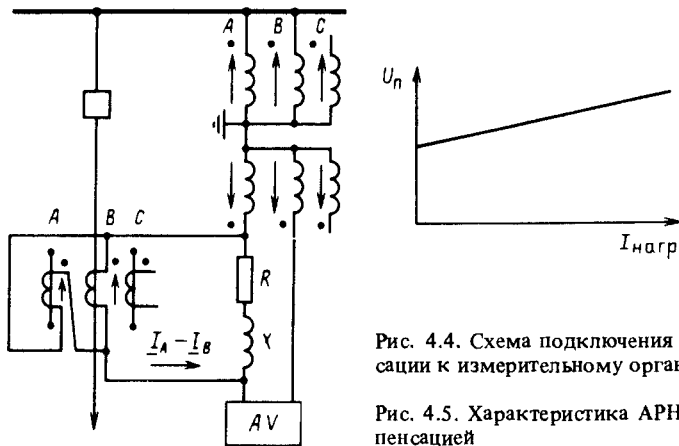


Рис. 4.4. Схема подключения токовой компенсации к измерительному органу АРНТ

Рис. 4.5. Характеристика АРНТ с токовой компенсацией

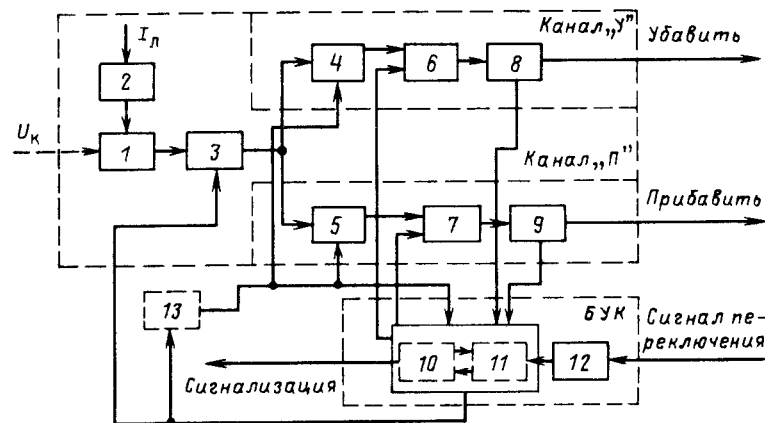


Рис. 4.6. Структурная схема автоматического регулятора напряжения, устанавливаемого на трансформаторах

В состав тракта регулирования входят следующие элементы: сумматор 1, датчик тока 2, элементы формирования и изменения зоны нечувствительности и уставки АРНТ, измерения и разделения каналов с преобразователями 3, элементы времени 4 и 5, элементы запрета 6 и 7, исполнительные элементы 8 и 9.

Контролируемое напряжение $U_{к}$ вырабатывается в сумматоре 1; входное напряжение $U_{к}$ суммируется с напряжением $U_{т.к}$ от датчика тока 2 (осуществляется токовая компенсация).

Элемент 3 обеспечивает преобразование сигналов, поступающих от сумматора, формирование зоны нечувствительности, изменение уставки АРНТ и выдачу сигналов на элементы времени 4 и 5. Уставка регулятора по напряжению регулируется ступенями от 85 до 110% номинального напряжения ("грубо" через 5% и "точно" через 1%). Регулятор имеет зону нечувствительности, необходимую для предотвращения излишних переключений РПН при небольших колебаниях напряжения. Уставки по зоне нечувствительности регулируются ступенями через 0,5% от 0 до 4% номинального напряжения.

С помощью элементов 4 и 5 создается выдержка времени на срабатывание (пределы регулирования 60–180 с) и осуществляется задержка сброса накопленного времени для отстройки от кратковременных бросков контролируемого напряжения. В цепи каждого из исполнительных элементов 8 и 9, обрабатывающих команды *Убавить* и *Прибавить*, включены соответственно элементы запрета 6 и 7. Действие АРНТ прекращается элементами запрета при достижении приводными механизмами конечных положений, а также при неисправностях электроприводов и элементов схемы регулятора.

Если с учетом коэффициентов трансформации тока и напряжения выбрать сопротивления $Z_{т.к}$ таким, чтобы удовлетворялось соотношение

$$Z_{л} = Z_{т.к} \frac{K_U}{K_I}, \quad (4.5)$$

можно записать

$$U_{рег} K_U = U_{г} - I_{нагр} Z_{л}. \quad (4.6)$$

Сравнивая выражения (4.2) и (4.6), можно сделать вывод, что $U_{рег} K_U = U_{потр}$. Следовательно, на измерительный орган АРНТ будет подаваться напряжение, пропорциональное напряжению на шинах потребителя $U_{потр}$, и автоматика будет поддерживать постоянным напряжением на шинах у потребителя. При этом напряжение на шинах подстанции будет изменяться в зависимости от тока нагрузки, как показано на рис. 4.5. Наклон характеристики $U_{г} = f(I_{нагр})$ будет тем больше, чем больше сопротивление $Z_{т.к}$.

Автоматический регулятор напряжения (АРНТ) типа АРТ-1Н осуществляет автоматическое управление электроприводами переключателя отпаяк на обмотках силового автотрансформатора (трансформатора) РПН импульсным сигналом, длительность которого определяется временем запуска электропривода. Структурная схема устройства, представленная на рис. 4.6, содержит три основных функциональных звена: тракт регулирования с двумя каналами управления (*Убавить* — на понижение напряжения, *Прибавить* — на повышение напряжения), блок управления и контроля БУК, генератор тактовых импульсов с элементом изменения периода следования тактовых импульсов.

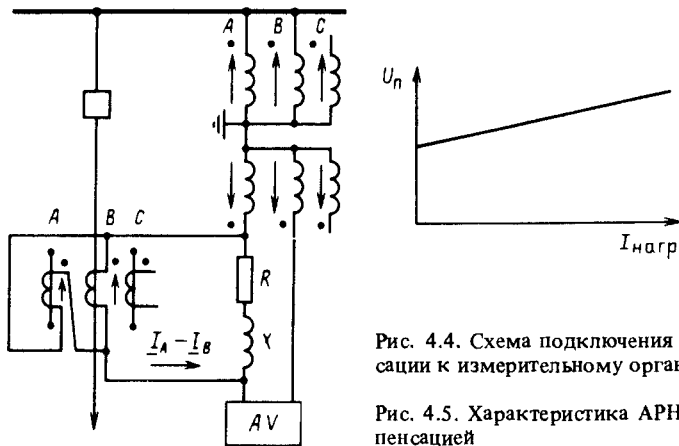


Рис. 4.4. Схема подключения токовой компенсации к измерительному органу АРНТ

Рис. 4.5. Характеристика АРНТ с токовой компенсацией

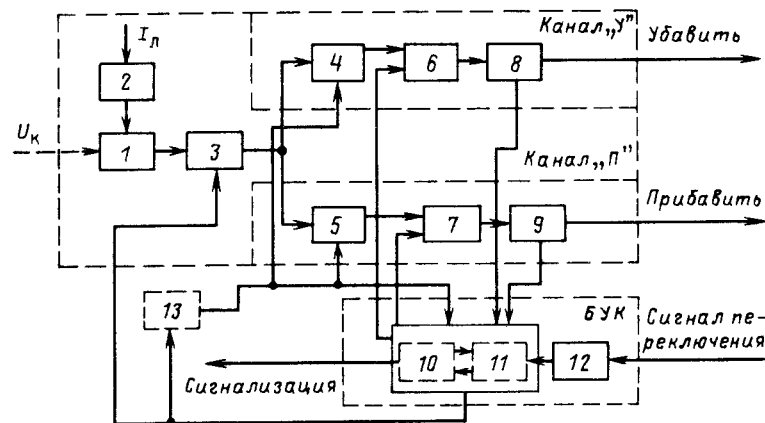


Рис. 4.6. Структурная схема автоматического регулятора напряжения, устанавливаемого на трансформаторах

В состав тракта регулирования входят следующие элементы: сумматор 1, датчик тока 2, элементы формирования и изменения зоны нечувствительности и уставки АРНТ, измерения и разделения каналов с преобразователями 3, элементы времени 4 и 5, элементы запрета 6 и 7, исполнительные элементы 8 и 9.

Контролируемое напряжение $U_{к}$ вырабатывается в сумматоре 1; входное напряжение $U_{к}$ суммируется с напряжением $U_{т.к}$ от датчика тока 2 (осуществляется токовая компенсация).

Элемент 3 обеспечивает преобразование сигналов, поступающих от сумматора, формирование зоны нечувствительности, изменение уставки АРНТ и выдачу сигналов на элементы времени 4 и 5. Уставка регулятора по напряжению регулируется ступенями от 85 до 110% номинального напряжения ("грубо" через 5% и "точно" через 1%). Регулятор имеет зону нечувствительности, необходимую для предотвращения излишних переключений РПН при небольших колебаниях напряжения. Уставки по зоне нечувствительности регулируются ступенями через 0,5% от 0 до 4% номинального напряжения.

С помощью элементов 4 и 5 создается выдержка времени на срабатывание (пределы регулирования 60–180 с) и осуществляется задержка сброса накопленного времени для отстройки от кратковременных бросков контролируемого напряжения. В цепи каждого из исполнительных элементов 8 и 9, обрабатывающих команды *Убавить* и *Прибавить*, включены соответственно элементы запрета 6 и 7. Действие АРНТ прекращается элементами запрета при достижении приводными механизмами конечных положений, а также при неисправностях электроприводов и элементов схемы регулятора.

Управляющие команды на элементы запрета подаются от БУК, в состав которого входят три элемента: исправности регулятора 10, исправности электропривода 11 и фиксации сигнала "Переключение" электропривода 12. Одновременно с командами на запрет действия АРНТ БУК дает сигнал о наличии неисправности. Исправность электроприводов контролируется по результату выполнения команды управления ("Пошел" или "Не пошел") и по времени ("Закончил" или "Застрял"). Блок управления и контроля управляет также измерительным органом 3 и генератором тактовых импульсов 13.

При использовании однофазных устройств РПН в группе однофазных трансформаторов и в трехфазных автотрансформаторах с регулированием в обмотке среднего напряжения предусматривается блокировка действия АРНТ при длительном рассогласовании на одну ступень РПН. В случае параллельной работы двух и более трансформаторов АРНТ должен воздействовать одновременно на переключение всех РПН.

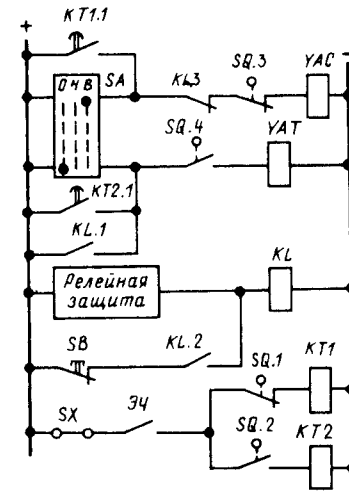
Для предотвращения прохождения больших уравнивающих токов в случае различия коэффициентов трансформации параллельно работающих трансформаторов предусматривается блокировка, отключающая действие АРНТ при рассогласовании РПН на одну ступень (аналогично рассмотренному выше случаю использования однофазных РПН).

4.3. УПРАВЛЕНИЕ БАТАРЕЯМИ КОНДЕНСАТОРОВ

В практике эксплуатации применяются различные схемы автоматики, управляющие батареей конденсаторов, в зависимости от напряжения на шинах подстанции, тока нагрузки или направления реактивной мощности в линии. Все эти схемы по тому или другому признаку обеспечивают поддержание определенного, экономически выгодного напряжения на шинах подстанции.

Применяются также схемы управления батареями конденсаторов по заранее заданной программе, например с помощью электрических часов. Как показано на рис. 4.7, при замыкании контакта электрических часов ЭЧ, что происходит в установленное время, срабатывает реле времени КТ1, контакты которого замыкают цепь на включение выключателя конденсаторной батареи. При включении выключателя переключаются его вспомогательные контакты SQ.1 и SQ.2, размыкая цепь обмотки реле КТ1 и замыкая цепь обмотки реле времени КТ2. Теперь уже при новом замыкании контакта ЭЧ, что должно произойти к тому времени суток, когда уменьшится потребление реактивной мощности с шин подстанции, сработает реле времени КТ2 и подаст импульс на отключение конденсаторной батареи. Поскольку контакт ЭЧ держится в замкнутом состоянии около 15 с, в схеме рассматриваемой автоматики использовано два реле времени — КТ1 и КТ2 с уставками 9–10 с. Очевидно, что при таких выдержках времени каждое замыкание контакта ЭЧ будет сопровождаться только одной операцией включения или отключе-

Рис. 4.7. Схема отключения и включения конденсаторов с помощью электрических часов



ния конденсаторной батареи. Второе же реле времени, которое начнет работать после переключения вспомогательных контактов выключателя, не успеет доработать за время, оставшееся до размыкания контакта ЭЧ.

Цепь включения батареи конденсаторов размыкается контактом КЛ.3 промежуточного реле КЛ, которое срабатывает при действии релейной защиты конденсаторной установки и самоудерживается. Питание автоматики оперативным током осуществляется от трансформатора собственных нужд, установленного на шинах подстанции.

Вопросы для самопроверки

1. Для чего необходимо регулировать напряжение на шинах питающих подстанций?
2. Как осуществляется регулирование напряжения на подстанциях?
3. Что такое встречное регулирование и как оно осуществляется?
4. Какие виды блокировок применяются в схемах АРНТ?
5. Как осуществляется регулирование напряжения на шинах подстанции с помощью батареи конденсаторов?

Глава пятая

ИНТЕГРИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ПОДСТАНЦИЯМИ

5.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

В энергосистемах как в СССР, так и за рубежом все более широкое применение находят микропроцессоры и микроЭВМ. Быстрое внедрение микропроцессорной техники объясняется большими возможностями, открывающимися при этом для повышения надежности, гибкости и экономичности систем оперативного и автоматического управления.

МикроЭВМ представляет собой вычислительную машину, центральная часть которой построена на базе больших интегральных схем (БИС) и микропроцессорных наборов. Отдельные функциональные блоки микроЭВМ, такие как центральный процессор, оперативная память, схемы интерфейса с устройствами ввода-вывода, могут быть реализованы на одной или нескольких БИС (кристаллах). Существуют микроЭВМ, центральная часть которых выполнена на одной БИС. МикроЭВМ отличаются от мини-ЭВМ большей степенью интеграции, меньшим объемом оперативной памяти, существенно меньшими размерами и стоимостью, более высокой надежностью, малым электропотреблением, простотой эксплуатации, простотой программного обеспечения. Вследствие этого области применения микроЭВМ разнообразны: от широко распространенных микрокалькуляторов и персональных ЭВМ до сложных систем оперативного и автоматического управления.

Микропроцессорные БИС используются в составе мини-ЭВМ в качестве контроллеров и других элементов, в абонентских пунктах, промышленных роботах.

Микропроцессоры обычно выполняются 8- или 16-разрядными. В большинстве случаев 8-разрядные микропроцессоры могут обеспечить решение многих задач управления. Однако когда необходимо оперировать с большими массивами информации или производить расчеты повышенной точности при высоком бастродействии, целесообразно использовать 16-разрядные микропроцессоры, обрабатывающие 2 байта информации за один цикл. Создаются и более мощные микропроцессорные системы с разрядностью до 32 бит.

В состав центрального процессора (ЦП) входят арифметическо-логическое устройство, блок управления, постоянное запоминающее устройство микрокоманд, устройство управления каналом, блок прерываний, тактовый генератор и т.д.

Полупроводниковая оперативная память микроЭВМ бывает трех типов: оперативное запоминающее устройство (ОЗУ), рассчитанное как на запись, так и на чтение информации (записанная в ОЗУ информация теряется при отключении питания); постоянное запоминающее устройство (ПЗУ), рассчитанное только на чтение из него информации, предварительно записанной изготовителем (однажды записанная в ПЗУ информация не может быть стерта никогда); перепрограммируемое запоминающее устройство (ППЗУ), также рассчитанное только на чтение. Пользователь с помощью специального устройства может стереть информацию, записанную в ППЗУ, и с помощью другого специального устройства-программатора записать в него новую.

Обычно оперативная память микроЭВМ строится по модульному принципу (модулями по 4—8 Кбайт). Общий объем оперативной памяти формируется любым сочетанием модулей ОЗУ, ПЗУ и ППЗУ. Наличие ПЗУ и ППЗУ повышает надежность микропроцессорных систем управления, так как информация, записанная в памяти такого типа, не теряет-

ся при исчезновении электропитания. Как правило, в ПЗУ хранятся неизменяемые программы, в ППЗУ — программы, относительно редко меняющиеся, ОЗУ используется для записи и чтения данных и периодически загружаемых программ.

Обмен информацией между блоками оперативной памяти, ЦП и вспомогательными устройствами (ВУ) осуществляется через общую шину (рис. 5.1). Внешние устройства, число и номенклатура которых зависят от назначения системы, подключаются к общей шине микроЭВМ через интерфейсные платы И2 ВУ. В общем случае номенклатура ВУ микроЭВМ примерно та же, что и мини-ЭВМ, но, как правило, ВУ микроЭВМ более простые и миниатюрные. Обычно в состав ВУ микроЭВМ входят: электрифицированная пишущая машинка ЭПМ для связи оператора с ЭВМ; устройства ввода-вывода с перфоленты; внешняя память небольшой емкости на кассетном магнитофоне НКМЛ или гибком диске НГМД; дисплеи (Д) с клавиатурой; устройства печати; устройства связи с объектом УСО; мультиплексоры для реализации специальных функций системы. Все большее распространение в составе ВУ микроЭВМ находят устройства внешней памяти на малогабаритных жестких магнитных дисках типа "Винчестер", позволяющие расширить функциональные возможности микроЭВМ.

Программное обеспечение микроЭВМ состоит из пользовательского и вспомогательного программного обеспечения. Пользовательское обеспечение (ППО) микропроцессорных систем включает как программы, организующие вычислительный процесс (операционная система), так и программы, реализующие конкретные задачи данной системы.

Вспомогательное программное обеспечение, предоставляемое изготовителями микропроцессоров и микроЭВМ, содержит набор программ, необходимых для создания ППО: симуляторы, компиляторы, ассемблеры, отладочные программы и т.п.

Разработка ППО может осуществляться одним из трех способов: в кодах микроЭВМ, на языке Ассемблер, на языках высокого уровня.

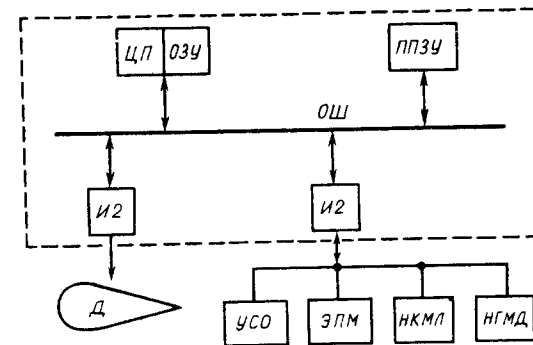


Рис. 5.1. Структурная схема микроЭВМ

Программирование в кодах машины позволяет экономно использовать память микроЭВМ, но требует много времени и труда программиста при разработке больших программ, изменениях и расширениях ранее написанных программ. Программирование на языке Ассемблер сокращает время, необходимое для составления программы в несколько раз. Программирование для микроЭВМ на языках высокого уровня является наиболее удобным и быстрым способом для программиста. Однако длина результирующей программы на 30–40% превышает длину программы, написанной на языке Ассемблер. Выбор оптимального способа программирования зависит от наличия для данной микроЭВМ программных и аппаратных вспомогательных средств, объема и тиражируемости пользовательских программ. Для простых микросистем с небольшими программами (200–300 программных строк) целесообразно программирование в кодах машины. Большие программы, предназначенные для тиражируемых систем, следует составлять на языке Ассемблер. Языки высокого уровня наиболее эффективны для опытных и мелкосерийных систем, когда основным фактором является быстрота разработки.

Основными направлениями применения микроЭВМ в системах оперативного и автоматического управления являются:

- совершенствование сети сбора и передачи оперативной информации;
- создание централизованных систем автоматического управления и регулирования, обеспечивающих сбор информации с каналов связи и от датчиков, логическую обработку информации, формирование и передачу на объекты по каналам связи управляющих воздействий;
- создание локальных систем регулирования и управления технологическим процессом на энергообъектах (электростанциях и подстанциях);
- создание локальных устройств релейной защиты и системной автоматики;

специальные средства отображения информации на диспетчерских пунктах и энергообъектах, управляемые от универсальных и мини-ЭВМ.

Перспективным направлением в применении микропроцессоров является построение распределенных вычислительных систем из нескольких микропроцессоров.

Обладая по сравнению с мини-ЭВМ меньшими вычислительными возможностями (производительность, память), микроЭВМ характеризуются очень важными для массового применения достоинствами: малыми габаритами, стоимостью, электропотреблением; значительно более высокой по сравнению с мини-ЭВМ (в 10 раз и более) надежностью; простотой обслуживания; пониженными требованиями к температуре и влажности окружающей среды. Эти качества определили успешное использование микропроцессоров в составе информационных и управляющих систем на подстанциях электрических сетей.

Замена микропроцессорными комплексами релейно-аналоговых устройств и систем связи, телемеханики, релейной защиты, противоаварий-

ной и системной автоматики является очень перспективным направлением дальнейшего совершенствования устройств и систем управления. Благодаря программируемости в этих системах могут быть реализованы более сложные алгоритмы работы, легко перестраиваемые при изменении характеристик или условий работы объекта управления (подстанции). Надежность микропроцессорных систем повышается вследствие возможности автоматического самотестирования и телеконтроля. Кроме того, благодаря высокой степени интеграции микропроцессорные системы отличаются меньшими габаритами, простотой эксплуатации, большей технологичностью изготовления, сокращением количества коммутационной аппаратуры, кабеля, провода и др. Стоимость таких систем постоянно снижается.

5.2. ИНТЕГРИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНОГО И АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

Интегрированной системой управления (ИСУ) называется организованная на базе микропроцессоров централизованная система управления подстанцией (рис. 5.2), основанная на единой информационной базе и реализующая разные функции контроля, оперативного и автоматического управления: сбор и обработку, отображение и документирование информации; контроль параметров на выход их значений за установленные пределы, а также контроль исправности аппаратуры; передачу информации на верхний уровень управления; выполнение простых вычислений, потребность в которых возникает в процессе эксплуатации; автоматическое управление элементами подстанции в нормальном режиме.

Периодичность сбора информации составляет 3–30 с в зависимости от ответственности контролируемого параметра. Опрос показаний счетчиков электроэнергии осуществляется со скоростью до 5 импульсов в секунду.

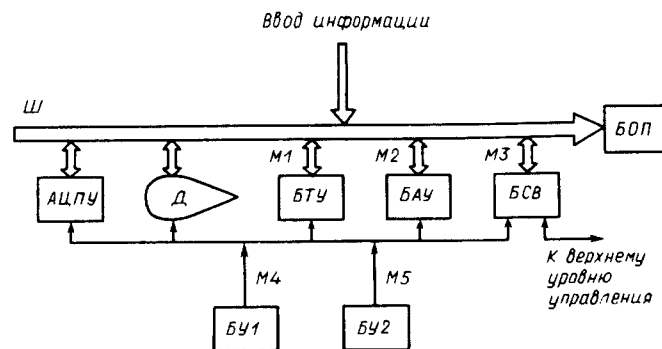


Рис. 5.2. Структурная схема микропроцессорной ИСУ подстанции, предназначенной для осуществления функций оперативного и автоматического управления (без релейной защиты)

На верхний уровень управления передается лишь часть информации, предварительно отобранной и "сжатой". Обновление значений параметров режима производится лишь в том случае, если разница между двумя последовательными значениями превышает установленную апертуру (диапазон), которая обычно составляет: для напряжений — 0,2–0,5%; для перетоков активной и реактивной мощности по линиям электропередачи и трансформаторам — 2–5%; для токов в линиях — 5%; для частоты — 0,1–0,2%; для балансирующих значений токов и мощностей в узлах — 5%. Передача информации на верхний уровень управления может осуществляться с разной цикличностью: аварийные сообщения — 1–2 с; предупредительная сигнализация — 5 с; информация о параметрах режима и состоянии оборудования в нормальном режиме — 30 с.

Для отображения информации обычно используются дисплей D — телевизоры (реакция на запрос оператора — 0,5 с; завершение вывода информации — до 2 с), для документирования — устройства печати АЦПУ, с помощью которых формируются оперативные и отчетные документы. Предусматривается отображение и документирование следующих видов информации: первичных и оцененных (уточненных) значений параметров режима (для текущего и ретроспективных режимов); перечня сработавших в аварийных ситуациях устройств релейной защиты и автоматики.

Диалоговая система должна обеспечивать общение с ИСУ разных пользователей: оперативного персонала, для которого используется наиболее простой, близкий к естественному язык общения (набор правил выполнения операций на клавиатуре дисплея для ввода-вывода информации, реализации управляющих команд); специалистов в области релейной защиты и автоматики, выполняющих настройку, проверку и изменение уставок, — для этой группы пользователей может использоваться более сложный, специализированный язык общения; специалистов по вычислительной технике (программистов и электронщиков), для которых может применяться наиболее сложный язык.

С помощью ИСУ должны обеспечиваться: контроль состояния (включено — отключено) работающего оборудования, значений параметров режима по сравнению с установленными допустимыми пределами, исправности средств управления (телемеханики, связи, релейной защиты и автоматики), допустимой длительности перегрузки трансформаторов и линий электропередачи, разницы коэффициентов трансформации включаемых на параллельную работу трансформаторов; определение расстояния до места повреждения на линиях электропередачи.

К числу функций автоматического управления, реализуемых блоком автоматического управления (БАУ) в нормальном режиме, относятся: регулирование напряжения на шинах подстанции посредством изменения коэффициентов трансформации трансформаторов, включения и отключения статических конденсаторов; осуществление оперативных переключе-

ний по заданной программе, включая проверку на безопасность проведения соответствующих операций; синхронизация; отключение (включение) одного из параллельно работающих трансформаторов для уменьшения потерь электроэнергии.

Функции управления в аварийных режимах предусматривают: резервирование при отказе выключателей (функция УРОВ), АПВ линий, АВР; отключение и восстановление нагрузки (АЧР и ЧАПВ).

С помощью микроЭВМ реализуются адаптивные системы АПВ линий и шин, обеспечивающие: переменную выдержку времени (бестоковую паузу) с учетом тяжести предшествующего КЗ; выбор элемента для подачи напряжения на шины подстанции, оставшиеся без напряжения (по номинальному уровню тока КЗ в случае устойчивого повреждения, по максимальному значению остаточного напряжения на шинах подстанции, от которой подается напряжение, и т.д.); изменение выдержки времени, а также вывод АПВ из действия при многократных повреждениях на воздушных линиях электропередачи (ВЛ), обусловленных тяжелыми метеоусловиями; применение поочередного замыкания фаз выключателя при двух- или трехфазном КЗ на землю (сначала включается выключатель одной из поврежденных фаз, а затем в случае успешного АПВ — выключатели двух других фаз), благодаря чему снижается тяжесть аварийного возмущения в случае неуспешного АПВ.

5.3. ИНТЕГРИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ПОДСТАНЦИЕЙ, РЕАЛИЗУЮЩАЯ НАРЯДУ С ФУНКЦИЯМИ ОПЕРАТИВНОГО И АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ФУНКЦИИ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

На рис. 5.3 приведена структурная схема, реализующая наряду с перечисленными выше функциями оперативного и автоматического управления функции релейной защиты элементов подстанции. Реализация с помощью рассматриваемой ИСУ функций релейной защиты обуславливает необходимость выполнения ряда дополнительных мероприятий, способствующих повышению надежности:

использование для хранения наиболее ответственных программ и уставок ПЗУ или ППЗУ, сохраняющих информацию при исчезновении электропитания;

применение дублированных микропроцессоров, обеспечивающих необходимый уровень надежности;

применение специальных быстродействующих аналого-цифровых преобразователей (АЦП) и специальных цифровых фильтров, исключающих вредное влияние искажений синусоид токов и напряжений;

применение специальных измерительных трансформаторов, на выходе которых формируются цифровые величины, пропорциональные первичным значениям соответствующих токов и напряжений;

между вторым уровнем ИСУ и верхним уровнем управления — порядка 1200 бит/с; между первым и вторым уровнями ИСУ — 9600 бит/с; между устройствами сопряжения с объектом (в качестве которых также могут использоваться микроЭВМ) и микроЭВМ первого уровня — до 500–800 кслов/с.

Оценивая эффективность осуществления с помощью рассматриваемой системы функций релейной защиты, заметим также, что наличие общей памяти, содержащей информацию о значениях всех контролируемых параметров режима, позволяет упростить структуру резервирования и отказаться от дублирования цепей переменного тока и напряжения.

Для повышения надежности ИСУ применяются контроль и диагностирование, позволяющие своевременно выявлять неисправности как в технических средствах, так и в программном обеспечении.

Рассмотренная система, блочная по структуре, характеризуется свойством частичной деградации (сокращения реализуемых функций) при выходе из строя того или иного элемента без утраты полностью способности управлять подстанцией. Эта система обеспечивает возможность наращивания ее новыми элементами, расширения при необходимости функций.

Наличие связи с верхним уровнем управления обеспечивает возможность согласованного действия рассматриваемой ИСУ в единой иерархической системе диспетчерского и автоматического управления энергосистемы, координированного изменения по команде с верхнего уровня диспетчерского управления уставок местных устройств релейной защиты и автоматики.

Важным достоинством ИСУ, имеющей блочную структуру, является возможность проведения поочередного ремонта отдельных элементов системы при сохранении ее на это время в работе с ограниченными функциями.

Вопросы для самопроверки

1. Каковы основные достоинства микроЭВМ?
2. Почему системы управления подстанциями называются интегрированными?
3. Каково назначение разных типов полупроводниковой оперативной памяти?
4. В каких областях управления находят применение микроЭВМ?
5. Какие функции реализуются микропроцессорными системами управления?

Глава шестая

АВТОМАТИЧЕСКОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ НА ПАРАЛЛЕЛЬНУЮ РАБОТУ

6.1. СПОСОБЫ СИНХРОНИЗАЦИИ

Включение генератора в сеть может сопровождаться толчками уравнивающего тока и активной мощности на вал генератора, а также более или менее длительными качаниями. Указанные нежелательные явления возникают вследствие того, что частота вращения включаемого генератора отличается от синхронной частоты вращения генераторов энергосистемы, а напряжение на выводах возбужденного генератора — от напряжения на шинах электростанции. Поэтому для включения синхронного генератора на параллельную работу с другими работающими генераторами электростанции или энергосистемы его предварительно нужно синхронизировать. С и н х р о н и з а ц и е й называется процесс уравнивания частоты вращения и напряжения включаемого генератора с частотой вращения работающих генераторов и напряжением на электростанции, а также выбор соответствующего момента времени для подачи импульса на включение выключателя генератора.

На практике широкое применение получили два способа синхронизации: *т о ч н а я с и н х р о н и з а ц и я* и *с а м о с и н х р о н и з а ц и я*.

Точная синхронизация

При включении генератора способом точной синхронизации необходимо выполнение следующих условий:

равенство по абсолютному значению напряжения включаемого генератора U_T ($U_T \approx E_T$) и напряжения сети U_c ;

равенство угловой скорости вращения включаемого генератора ω_1 (или частоты f_T) и угловой скорости вращения генераторов энергосистемы ω_c (или частоты f_c);

совпадение по фазе векторов напряжения генератора и напряжения сети в момент включения выключателя.

Выполнение указанных условий обеспечивает включение генератора в сеть без броска уравнивающего тока, без толчка активной мощности на вал генератора, без глубоких качаний.

Однако практически затруднительно выполнить точно указанные условия. Включение генератора допускается производить в условиях, когда существуют некоторая разность частот генератора и сети и разность абсолютных значений напряжения генератора и напряжения сети. Допустимое значение разности частот составляет 0,1–0,2 Гц, разности напряжений генератора и сети — 5–10% номинального.

Разность напряжений генератора и сети, в случае когда их частоты неодинаковы, периодически изменяется от нуля до максимального зна-

чения. Эта разность получила название напряжения биений, или напряжения скольжения U_s . Изменение напряжения биений иллюстрируется векторной диаграммой (рис. 6.1, а) и графиком изменения напряжения во времени (рис. 6.1, б). Огибающая напряжения биений изменяется от нуля до максимального значения, равного двойной амплитуде $2U$, и вновь уменьшается до нуля.

Действующее значение напряжения биений изменяется по закону

$$U_s = 2U \sin \frac{\delta}{2} = 2U \sin \frac{\omega_r - \omega_c}{2} t = 2U \sin \frac{\omega_s}{2} t, \quad (6.1)$$

где δ — угол между векторами $\underline{U}_r$ и $\underline{U}_c$; $\omega_s = \omega_r - \omega_c$ — угловая скорость скольжения.

Время полного цикла изменения напряжения биений называется периодом скольжения T_s :

$$T_s = 2\pi/\omega_s. \quad (6.2)$$

Чем больше скорость скольжения, тем меньше период T_s . На рис. 6.1, в показаны два цикла изменения напряжения биений, соответствующие двум значениям угловой скорости скольжения ω_{s1} и ω_{s2} , при этом $\omega_{s1} > \omega_{s2}$.

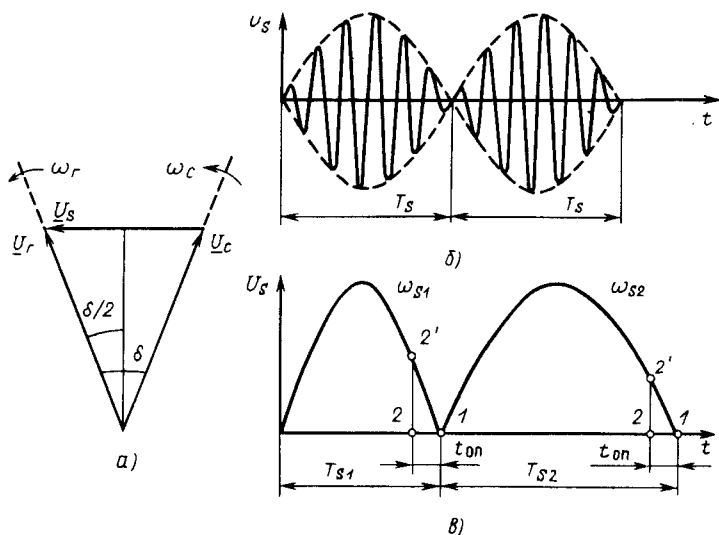


Рис. 6.1. Напряжение биений:

а — векторная диаграмма; б — изменение мгновенных значений напряжения биений; в — изменение действующих значений напряжения биений

Самосинхронизация

При включении генератора способом самосинхронизации должны быть соблюдены следующие условия:

генератор должен быть невозбужденным;

частота вращения включаемого генератора должна быть близка к частоте вращения генераторов энергосистемы;

допускаемая разность частот генератора и сети 1–1,5 Гц.

Перед включением генератора его обмотка ротора должна быть замкнута на гасительное сопротивление для исключения опасного для изоляции этой обмотки воздействия ЭДС частоты скольжения, наводимой в обмотке ротора.

В первый момент после включения генератор работает в режиме асинхронной машины, при этом на ротор генератора действует асинхронный вращающий момент, который направлен на уменьшение разности частот вращения включаемого генератора и генераторов энергосистемы, т.е. асинхронный момент способствует втягиванию генератора в синхронизм.

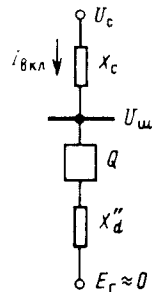
Кроме асинхронного момента на ротор генератора действует еще момент явнополюсности, обусловленный магнитной несимметрией ротора генератора в продольной и поперечной осях. Момент явнополюсности — знакопеременный, его знак меняется с двойной частотой скольжения. При больших скольжениях, когда преобладает асинхронный момент, влияния момента явнополюсности практически незаметно. При малых скольжениях и небольшом механическом моменте на валу турбины момент явнополюсности может вызвать втягивание генератора в синхронизм. Однако при этом возможно такое положение ротора, при котором синхронный момент, возникающий после подачи возбуждения, будет иметь знак, противоположный знаку момента явнополюсности. И так как синхронный момент значительно больше момента явнополюсности, произойдет выталкивание ротора на одно полюсное деление, что создаст нежелательное дополнительное динамическое воздействие на машину. Для исключения указанного явления возбуждение на обмотку ротора подается без задержки, сразу после включения выключателя генератора. В этих условиях на ротор генератора начинает действовать синхронный вращающий момент, обеспечивающий окончательное втягивание генератора в синхронизм.

Включение генератора в сеть сопровождается броском тока. Согласно схеме замещения, приведенной на рис. 6.2, ток включения определяется по выражению

$$I_{\text{вкл}} = \frac{U_c}{X_d'' + X_c}, \quad (6.3)$$

где X_d'' — сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси; X_c — сопротивление энергосистемы.

Рис. 6.2. Расчетная схема замещения при самосинхронизации



Включение генератора способом самосинхронизации сопровождается также снижением напряжения на выводах генератора, что оказывает неблагоприятное влияние на работу потребителей, подключенных к тем же шинам, что и генераторы электростанции.

Напряжение на шинах электростанции $U_{ш}$ можно определить по выражению

$$U_{ш} = U_c - I_{вкл} X_c. \quad (6.4)$$

Используя уравнения (6.4) и (6.3), получаем

$$U_{ш} = U_c \frac{X_d''}{X_d'' + X_c}. \quad (6.5)$$

По мере втягивания генератора в синхризм происходят уменьшение тока $I_{вкл}$ и повышение напряжения $U_{ш}$. Основным достоинством способа самосинхронизации является возможность достаточно быстрого по сравнению со способом точной синхронизации включения генератора в сеть. Это особенно важно при включении генератора в аварийных условиях, когда возникает необходимость в быстром включении резервных генераторов. Поэтому включение генераторов в аварийных условиях рекомендуется производить способом самосинхронизации независимо от значения уравнивающего тока.

6.2. УСТРОЙСТВА АВТОМАТИЧЕСКОГО ВКЛЮЧЕНИЯ ГЕНЕРАТОРОВ НА ПАРАЛЛЕЛЬНУЮ РАБОТУ

Синхронизация генераторов, в особенности точная синхронизация, является очень ответственной операцией, требующей от обслуживающего персонала соответствующей квалификации и опыта работы. Поэтому автоматизация операций синхронизации является актуальной задачей.

Автоматические синхронизаторы содержат узлы, осуществляющие автоматическое уравнивание значений частоты и напряжения включаемого генератора со значениями частоты и напряжения энергосистемы, и узлы, осуществляющие контроль за выполнением всех условий синхронизации.

Для того чтобы включение генератора происходило в оптимальный момент времени (точка 1 на рис. 6.1, в) импульс на выключатель должен подаваться раньше этого момента, так как выключатель имеет собственное время включения. Времени опережения $t_{оп}$ по от-

ношению к моменту оптимума должно быть равно времени включения выключателя $t_{в.в.}$. Момент подачи импульса на выключатель обозначен на рис. 6.1, в точкой 2, при этом напряжение биений не равно нулю, оно определяется положением точки 2'. Времени $t_{оп}$ соответствует угол между векторами напряжений генератора и сети, называемый углом опережения $\delta_{оп}$:

$$\delta_{оп} = \omega_s t_{оп}. \quad (6.6)$$

Различают два типа синхронизаторов: синхронизатор с постоянным углом опережения, в котором импульс на включение подается при достижении углом δ определенного постоянного значения, и синхронизатор с постоянным временем опережения, в котором импульс на включение подается с постоянным временем опережения, равным времени включения выключателя.

Широкое применение получили более точные синхронизаторы с постоянным временем опережения. К ним относятся синхронизаторы АСТ-4, УБАС, СА-1. Ниже рассмотрены синхронизаторы типа УБАС и СА-1.

Синхронизатор с постоянным временем опережения типа УБАС

Автоматический синхронизатор типа УБАС (устройство бесконтактное автоматической синхронизации) состоит из шести основных узлов (рис. 6.3):

узла питания, обеспечивающего питание полупроводниковых элементов, входящих в состав синхронизатора, и одновременно вырабатывающего напряжение биений U_s ;

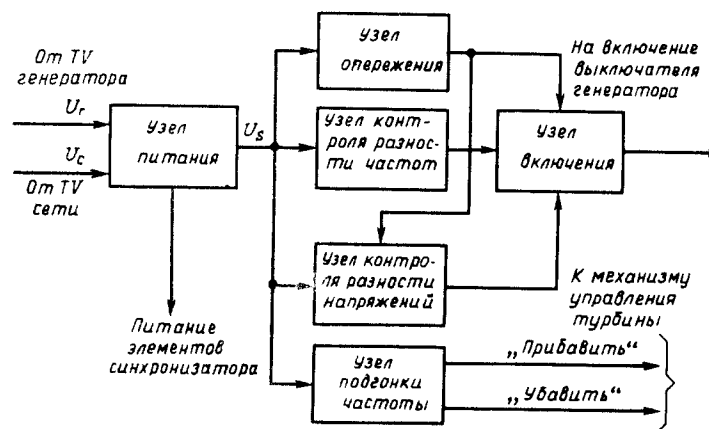


Рис. 6.3. Структурная схема синхронизатора УБАС

узла опережения, вырабатывающего импульс на включение выключателя генератора с опережением по отношению к моменту совпадения по фазе векторов $\underline{U}_T$ и $\underline{U}_C$;

узла контроля разности частот генератора и сети, обеспечивающего прохождение сигнала узла опережения на включение выключателя;

узла контроля разности напряжений генератора и сети, разрешающего прохождение сигнала на включение выключателя при разности напряжений, не превышающей допустимую;

узла подгонки частоты, осуществляющего подгонку частоты включаемого генератора к частоте работающих генераторов путем воздействия на механизм управления турбины;

узла включения, вырабатывающего определенной длительности импульс на включение выключателя.

Узел опережения (рис. 6.4, а) состоит из промежуточного трансформатора $TL4$, выпрямительных элементов VS , фильтров ZV , дифференцирующего элемента $E1$, нуля-органа $EA1$ и реле изменения уставок времени опережения $KL1-KL3$.

На вход узла подается напряжение биений, образованное разностью напряжения генератора $\underline{U}_T$ и напряжения сети $\underline{U}_C$. Для получения напря-

жения, равного разности двух напряжений, система этих двух напряжений должна иметь общую точку в схеме. Поэтому в схемах синхронизации объединяются между собой фазы B вторичных цепей трансформаторов напряжения генератора и сети.

Главным элементом узла опережения является нуль-орган $EA1$, сигнал на выходе которого возникает в момент, когда напряжения на двух его входах достигают одинакового значения (точки a_1 и a_2 на рис. 6.4, в). Сигналом на выходе узла опережения является напряжение $\underline{U}_{y.op}$ прямоугольной формы, существующее до конца периода скольжения.

Ток на первом входе нуля-органа i_1 определяется значением напряжения биений $\underline{U}_s$ и сопротивления резисторов $R1-R3$:

$$i_1 = \frac{U_s}{R} = \frac{2U}{R} \sin \frac{\omega_s t}{2} = k_1 2U \sin \frac{\omega_s t}{2}, \quad (6.7)$$

где R — сопротивление резисторов $R1, R2$ или $R3$.

Ток на втором входе нуля-органа i_2 определяется напряжением на выходе $E1$ (рис. 6.4, б). Дифференцирующий элемент предназначен для получения напряжения, пропорционального производной от напряжения биений. На вход $E1$ подается напряжение биений $\underline{U}_s$.

Напряжение на выходе $E1$ с некоторым приближением равно

$$U_{вых} = RC \frac{dU_{вх}}{dt}. \quad (6.8)$$

Полярность включения $E1$ такова, что ток i_2 обусловлен напряжением выхода $U_{вых}$, взятым с обратным знаком, т.е.

$$i_2 = -k_2 \frac{dU_{вых}}{dt}, \quad (6.9)$$

где k_2 — коэффициент пропорциональности; $U_{вх} = U_s$.

Время опережения, создаваемое нуль-органом $EA1$, — постоянная величина, не зависящая от скорости скольжения; на графике на рис. 6.4, в видно, что $t_{оп1} = t_{оп2}$.

Для настройки нуля-органа на время опережения, равное времени включения выключателя, используются резисторы $R1-R3$ (см. рис. 6.4, а), управляемые с помощью промежуточных реле $KL1-KL3$ и переключателя $SA1$. Резисторы $R1-R3$ обеспечивают время опережения в диапазоне от 0,15 до 1,0 с.

Узел контроля разности частот (рис. 6.5, а) состоит из промежуточного трансформатора $TL5$, выпрямительного элемента VS , фильтра ZV , релейного элемента $EA2$, триггеров $DS1$ и $DS2$, элементов времени $DT1$ и $DT2$, логического элемента DU (HE).

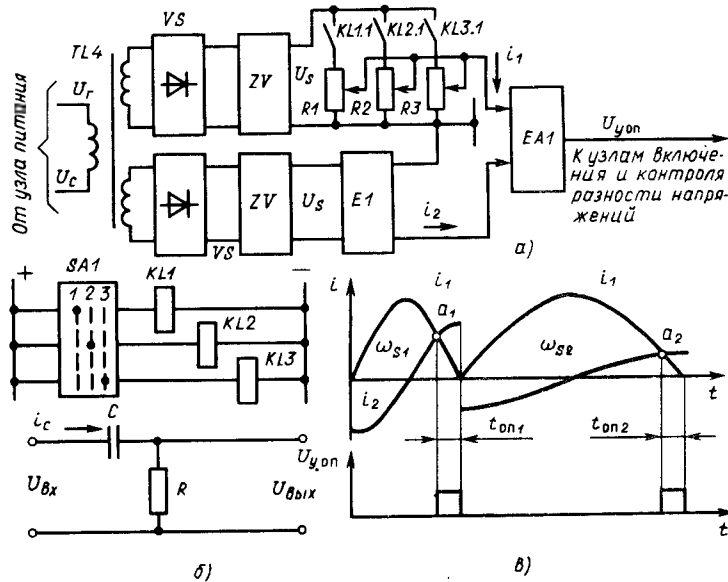


Рис. 6.4. Узел опережения синхронизатора УБАС:

а — функциональная схема; б — схема дифференцирующего элемента $E1$; в — временная диаграмма работы

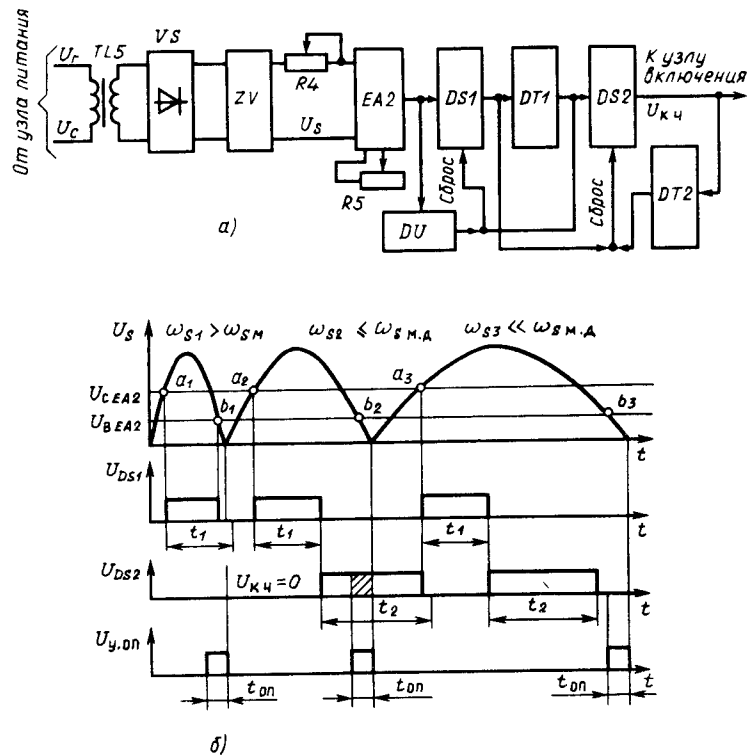


Рис. 6.5. Узел контроля разности частот синхронизатора УБАС:
а – функциональная схема; б – временная диаграмма работы

На вход узла контроля разности частот, так же как и на вход узла опережения, подается напряжение биений U_s , поступающее после выпрямления на вход релейного логического элемента EA2. Сигнал на выходе элемента EA2 появляется при достижении напряжением U_s напряжения срабатывания элемента EA2 $U_{сEA2}$. Этот сигнал существует до тех пор, пока напряжение биений не станет меньше напряжения возврата $U_{вEA2}$. Напряжения срабатывания и возврата можно регулировать с помощью резисторов R4 и R5. На диаграмме на рис. 6.5, б моменты срабатывания элемента EA2 обозначены точками a_1, a_2, a_3 , моменты возврата – точками b_1, b_2, b_3 . Длительность сигнала на выходе элемента EA2 пропорциональна периоду биений. Для контроля периода биений используются два полупроводниковых логических элемента времени DT1 и DT2, управляемых триггерами DS1 и DS2.

Триггер, представляющий собой полупроводниковое переключающее устройство, характеризуется двумя устойчивыми состояниями электрического равновесия – наличием или отсутствием сигнала на его выходе. Переход триггера из одного состояния в другое осуществляется путем подачи сигнала на один из его входов. Переключение триггера происходит практически мгновенно. После снятия управляющего сигнала триггер сохраняет свое состояние. Таким образом, триггер запоминает входной сигнал, т.е. является элементом "памяти".

Узел контроля разности частот работает следующим образом. Если угловая скорость скольжения ω_{s1} больше максимально допустимого значения $\omega_{sm.д}$, срабатывает релейный элемент EA2 (точка a_1), перебрасывающий триггер DS1 в состояние, обеспечивающее пуск элемента времени DT1. При данных значениях скольжения элемент времени DT1 не успеет сработать, поскольку раньше в точке b_1 происходит возврат элемента EA2 и триггера DS1 с помощью логического элемента DU. Напряжение на выходе узла контроля разности частот $U_{к.ч}$ в рассматриваемом режиме равно нулю, что приводит к блокированию синхронизатора.

В диапазоне допустимой угловой скорости скольжения при $\omega_{s2} \leq \omega_{sm.д}$ период биений больше, чем в первом случае. За промежуток времени, ограниченный точками a_2 и b_2 , элемент времени DT1 успеет доработать. Сигнал на его выходе перебрасывает триггер DS1 в нулевое состояние, а триггер DS2 – в положение, при котором на его выходе появляется сигнал. Триггер DS2 является выходным элементом узла, напряжение на его выходе используется узлом включения. Длительность выходного сигнала определяется временем срабатывания t_2 второго элемента времени DT2. Длительность выходного сигнала может быть меньше времени t_2 , если после срабатывания узла контроля разности частот биения не прекращаются; выходной сигнал снимается по факту срабатывания релейного элемента EA2 в следующем цикле (точка a_3 на рис. 6.5, б). В области допустимых скольжений напряжение на выходе узла контроля разности частот $U_{к.ч}$ и напряжение на выходе узла опережения $U_{y.оп}$ имеют общую зону действия (заштрихованный прямоугольник), что обеспечивает при соблюдении остальных условий синхронизации появление сигнала на включение выключателя.

Узел контроля разности частот блокирует синхронизатор не только при скольжениях, больших допустимых, но и при малых скольжениях. Режимы малых скольжений характеризуются так называемым "зависанием" частоты генератора. Эти режимы неблагоприятны тем, что процесс совпадения векторов напряжения генератора и напряжения сети идет медленно, что затягивает включение генератора. Работа элементов узла в режимах малых скольжений иллюстрируется на временной диаграмме на рис. 6.5, б для $\omega_s \ll \omega_{sm.д}$. Из диаграммы видно, что напряжение на выходе узла контроля разности частот $U_{к.ч}$ и напряжение на выходе узла опережения $U_{y.оп}$ не совпадают во времени, а это приводит

к тому, что сигнал на включение выключателя в узле включения не возникает.

Максимально допустимая угловая скорость скольжения $\omega_{\text{с.м.д}}$ определяется допустимой угловой ошибкой $\delta_{\text{ош}}$ в момент включения выключателя, обусловленной угловой погрешностью синхронизатора $\Delta\delta_{\text{с}}$, погрешностью во времени опережения $\Delta t_{\text{с}}$, а также разбросом времени включения выключателя $\Delta t_{\text{в.в}}$. При совпадении знаков $\Delta\delta_{\text{с}}$, $\Delta t_{\text{с}}$, $\Delta t_{\text{в.в}}$ угловая погрешность определяется по следующему выражению:

$$\delta_{\text{ош}} = \Delta\delta_{\text{с}} + \omega_{\text{с}} (\Delta t_{\text{с}} + \Delta t_{\text{в.в}}). \quad (6.10)$$

Если считать, что угловая погрешность $\delta_{\text{ош}}$ не должна превышать максимально допустимого значения угла в момент включения выключателя $\delta_{\text{м.д}}$, то, используя выражение (6.10), получим

$$\omega_{\text{с.м.д}} = \frac{\delta_{\text{м.д}} - \Delta\delta_{\text{с}}}{\Delta t_{\text{с}} + \Delta t_{\text{в.в}}}. \quad (6.11)$$

Значение $\delta_{\text{м.д}}$ определяется максимально допустимыми значениями тока в цепи генератора в момент включения выключателя $I''_{\text{м.д}}$ и электромагнитного момента, действующего на вал агрегата.

Действующее значение периодической составляющей тока в начальный момент включения

$$I''_{\text{вкл}} = \frac{2E \sin \frac{\delta_{\text{вкл}}}{2}}{X''_d + X_c}, \quad (6.12)$$

где $\delta_{\text{вкл}}$ — угол между векторами ЭДС генератора и системы в момент включения выключателя; X''_d , X_c — сопротивление генератора и системы в схеме замещения на рис. 6.2.

Для допустимых значений выражение (6.12) имеет вид

$$I''_{\text{м.д}} = \frac{2E \sin \frac{\delta_{\text{м.д}}}{2}}{X''_d + X_c}. \quad (6.13)$$

Для относительно малых значений $\delta_{\text{м.д}}$ можно принять, что $\sin \frac{\delta_{\text{м.д}}}{2} \approx$

$$\approx \frac{\delta_{\text{м.д}}}{2}. \quad \text{Тогда } I''_{\text{м.д}} = \frac{\delta_{\text{м.д}}}{X''_d + X_c} \quad \text{или}$$

$$\delta_{\text{м.д}} = I''_{\text{м.д}} (X''_d + X_c). \quad (6.14)$$

Для генераторов средней мощности, у которых $X''_d \leq 0,275$, принимается $I''_{\text{м.д}} = 1,0$. При этом электромагнитный момент, действующий на вал агрегата, составляет менее половины его максимального значения при трехфазном КЗ на выводах генератора. Для генераторов большой мощности, у которых $X''_d > 0,275$, принимается $I''_{\text{м.д}} = 0,275/X''_d$, что обеспечивает нормируемый коэффициент запаса по электромагнитному моменту, равный 2.

Рассчитанное по выражению (6.14) значение $\delta_{\text{м.д}}$ используется в выражении (6.11) для нахождения максимально допустимой угловой скорости скольжения. При использовании синхронизатора УБАС допустимая разность частот составляет 0,1–0,2 Гц.

Узел контроля разности напряжений (рис. 6.6, а) состоит из выпрямительного элемента VS , фильтра ZV , нуля-органа $EA3$, триггеров $DS3$ и $DS4$, элемента времени $DT3$. На вход узла контроля разности напряжений подается напряжение биений, действующее между средней точкой потенциометра $R6$ – $R7$, включенного на напряжения $U_{Aг}$ и U_{Ac} , и напряжением U_B . Используемое данным узлом напряжение биений сдвинуто на 180° относительно напряжения, снимаемого с фаз $U_{Aг}$ и U_{Ac} . График изменения напряжения биений на входе узла показан на рис. 6.6, б; векторные диаграммы, поясняющие характер изменения напряжения биений, приведены на рис. 6.7. Как следует из векторных диаграмм, напряжение биений, используемое узлом, при $\delta = 0^\circ$ максимально, при $\delta = 180^\circ$ минимально. Контроль разности напряжений генератора и сети производится в области углов $\delta = 180^\circ$, т.е. раньше момента срабатывания узла опережения (момента оптимума): при $U_r = U_c$ напряжение биений равно нулю, при $U_r \neq U_c$ оно больше нуля.

Выпрямленное напряжение биений U_s поступает на первый вход нуля-органа $EA3$, на второй его вход подается эталонное напряжение $U_{\text{эт}}$ от узла питания $U_{\text{пит}}$. Эталонное напряжение может регулироваться с помощью резистора $R8$. Оно принимается равным допустимой разности напряжений генератора и сети — 10–11% $U_{\text{ном}}$.

Узел контроля разности напряжений работает следующим образом. Если $U_r = U_c$ или если разность U_r и U_c не превышает допустимого значения, возникают условия для срабатывания нуля-органа $EA3$. Сигнал на выходе нуля-органа $EA3$ возникает в области узлов $\delta = 180^\circ$, когда напряжение биений и эталонное напряжение равны (точка а на рис. 6.6, б). В точке б этот сигнал снимается. Триггер $DS3$ фиксирует срабатывание элемента $EA3$. Сигнал на выходе $DS3$ — напряжение $U_{\text{к.н}}$ — используется узлом включения. Длительность выходного сигнала ограничивается с помощью элемента времени $DT3$, управляемого триггером $DS4$ по сигналу узла опережения. Время t_3 , равное приблизительно 1,5 с, обеспечивает надежную работу узла включения в области узлов $\delta = 0^\circ$.

Если разность напряжений генератора U_r и сети U_c превышает допустимое значение, напряжение биений во всей области углов δ больше эталон-

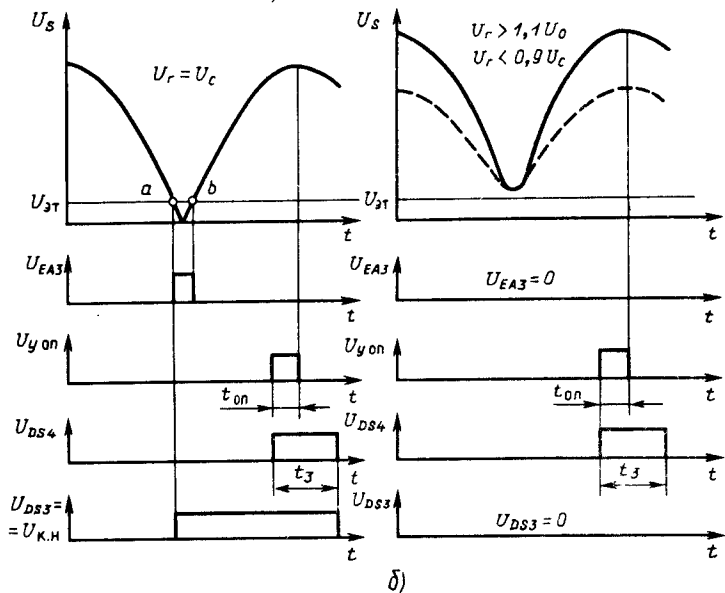
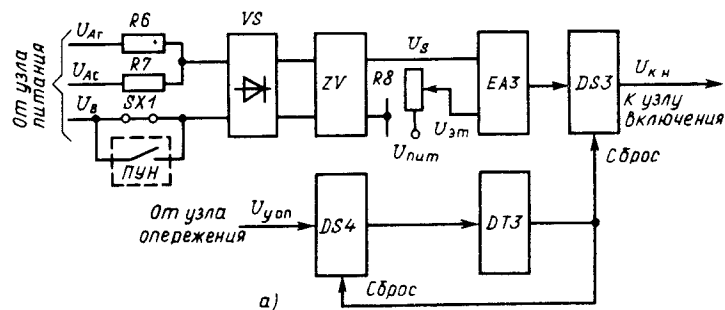


Рис. 6.6. Узел контроля разности напряжений синхронизатора УБАС:
а – функциональная схема; б – временная диаграмма работы

ного напряжения $U_{гТ}$, вследствие чего нуль-орган $EA3$ не срабатывает, напряжение на выходе узла $U_{к.н}$ равно нулю и узел включения будет заблокирован.

Для генераторов, оборудованных автоматическими регуляторами возбуждения сильного действия (АРВ-СД), включение допускается при разности напряжений генератора и сети порядка $\pm 1\%$. Соблюдение этого условия позволяет избежать нежелательной форсировки или расфорсировки возбуждения от АРВ-СД в моменты подключения генератора к сети.

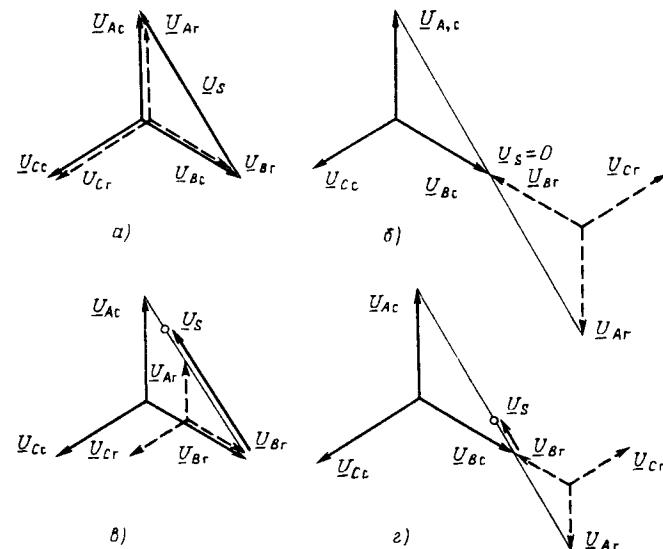


Рис. 6.7. Векторные диаграммы, поясняющие временные характеристики узла контроля разности напряжений:

а – $\delta = 0$, $U_{г} = U_{с}$; б – $\delta = 180^\circ$, $U_{г} = U_{с}$; в – $\delta = 0$, $U_{г} < U_{с}$; г – $\delta = 180^\circ$, $U_{г} < U_{с}$

Поскольку синхронизатор УБАС не может обеспечить контроль разности напряжений с точностью 1% , используется специальный блок подгонки уставки напряжения генератора (ПУН), входящий в состав АРВ-СД. Блок ПУН осуществляет автоматическую подгонку напряжения генератора к напряжению сети с точностью $\pm 1\%$ путем изменения уставки генератора. Одновременно блок ПУН размыканием цепи фазы В блокирует работу блока контроля разности напряжений, так как последний имеет уставку по значению разности синхронизируемых напряжений порядка 10% и может включить генератор в сеть при указанной разности. При достижении разности напряжений генератора и сети 1% и ниже реле блока ПУН срабатывает, разрешая действие синхронизатора. При использовании блока ПУН накладку $SX1$, включенная параллельно контакту реле ПУН, должна быть отключена. Накладка $SX1$ включается при синхронизации генераторов, не оборудованных АРВ-СД.

Узел подгонки частоты (рис. 6.8, а) состоит из промежуточных трансформаторов $TL6$ и $TL7$, выпрямительных элементов VS и фильтров ZV , релейных элементов $EA4$ и $EA5$, усилителей $E2$, $E3$, $E4$, $E5$, элементов времени $DT4$ и $DT5$, промежуточных реле $KL6$ и $KL7$ и выходных реле $KL9$ и $KL10$. Узел состоит из двух симметричных частей: первая часть,

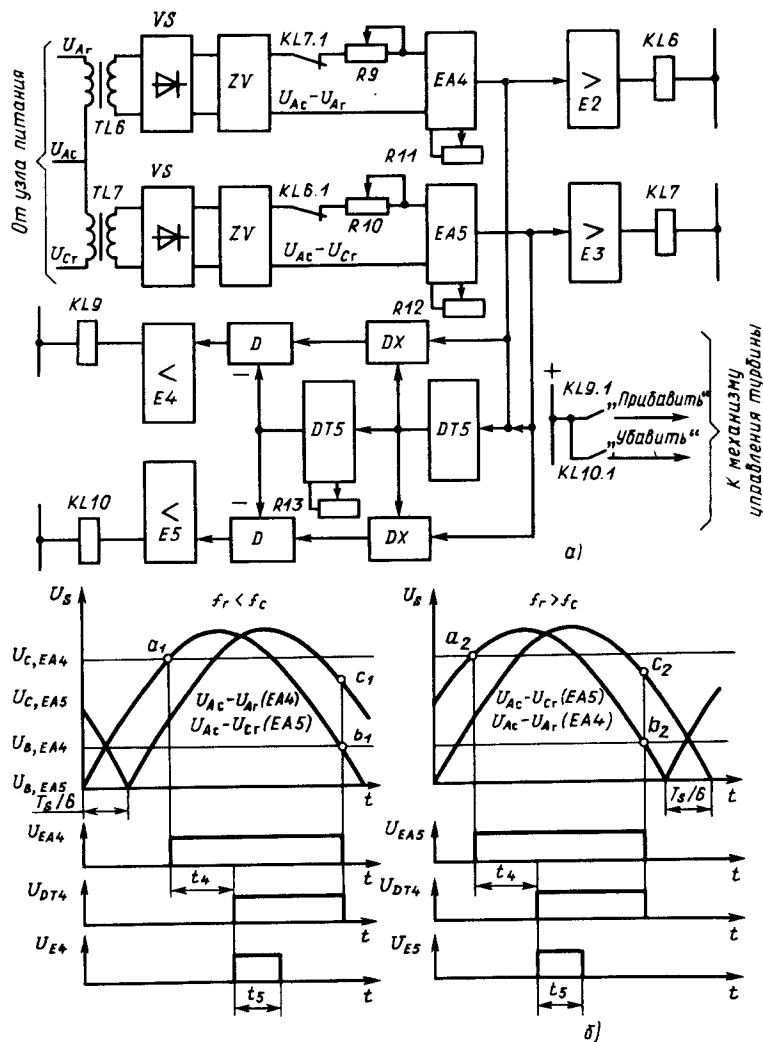


Рис. 6.8. Узел подгонки частоты синхронизатора УБАС:
а — функциональная схема; б — временная диаграмма работы

включающая элементы $TL6$, $EA4$, $E2$, $KL6$, $E4$, $KL9$, предназначена для увеличения частоты генератора; вторая часть, включающая элементы $TL7$, $EA5$, $E3$, $KL7$, $E5$, $KL10$, — для снижения частоты генератора. Элементы $DT4$ и $DT5$ являются общими для двух частей.

К трансформатору $TL6$ подается напряжение биений, образованное фазами U_{Ar} , U_{Ac} , к трансформатору $TL7$ — напряжение, образованное фазами U_{Ac} и U_{Cr} . Первое из указанных напряжений используется релейным элементом $EA4$, второе напряжение — релейным элементом $EA5$. Характер изменения напряжений биений во времени на входе элементов $EA4$ и $EA5$ таков, что при $f_r < f_c$ вектор напряжения на элементе $EA5$ отстает на 60° от вектора напряжения на элементе $EA4$. Указанное иллюстрируется векторными диаграммами на рис. 6.9. Если $f_r > f_c$, вектор напряжения на элементе $EA5$ опережает вектор напряжения на элементе $EA4$ также на 60° . Это свойство изменения напряжений биений используется для определения знака отклонения частоты генератора от частоты сети и для выработки соответствующего управляющего воздействия.

Релейные элементы $EA4$ и $EA5$ настраиваются на одинаковое напряжение срабатывания и одинаковое напряжение возврата. Настройка выполняется с помощью реостатов $RR9$ – $RR12$. При этом в момент возврата одного элемента (точки b_1 и b_2 на рис. 6.8, б) напряжение на другом должно быть меньше напряжения срабатывания (точки c_1 и c_2). Этим исключается возможность срабатывания в течение одного периода скольжения двух релейных элементов.

Узел подгонки частоты действует следующим образом. Если $f_r < f_c$, первым срабатывает релейный элемент $EA4$ (точка a_1 на рис. 6.8, б). С появлением напряжения на его выходе через усилитель $E2$ срабатывает промежуточное реле $KL6$, которое своим размыкающим контактом снимает напряжение с элемента $EA5$, блокируя часть узла, действующую на снижение частоты. Блокировка действует до момента возврата элемента $EA4$ (точка b_1). Одновременно со срабатыванием $EA4$ запускается элемент времени $DT4$, который с выдержкой времени t_4 , равной 0,25–0,3 с, с помощью логических элементов И DX и "Запрет" D , усилителя $E4$ и выходного реле $KL9$ действует на механизм управления турбины в направлении "Прибавить". Выдержка времени t_4 исключает

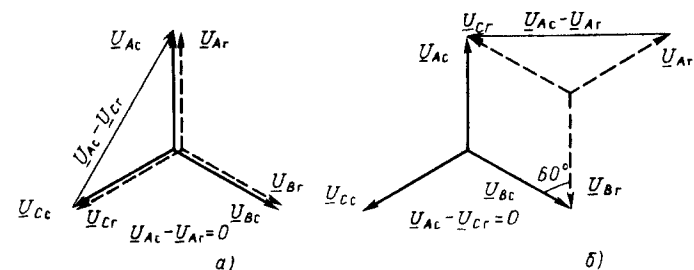


Рис. 6.9. Векторные диаграммы, поясняющие временные характеристики узла подгонки частоты при $f_r < f_c$ и углах $\delta = 0$ (а) и $\delta = 60^\circ$ (б)

воздействие на турбину при кратковременных срабатываниях элементов $EA4$ и $EA5$ в момент включения синхронизатора в работу. Длительность воздействия на механизм управления турбины ограничивается временем t_5 , создаваемым элементом времени $DT5$, который осуществляет запрет прохождения сигнала на выходные реле. Уставка элемента $DT5$ может регулироваться в пределах $0,15-0,45$ с с помощью резистора $R13$. Таким образом, за каждый период биений узел формирует один импульс воздействия на регулятор частоты вращения турбины. Чем больше частоты биений, тем чаще импульсы регулирования, т.е. узел подгонки частоты осуществляет пропорционально-импульсное регулирование частоты вращения генератора. Наличие выдержки времени t_4 обеспечивает автоматическое выравнивание частоты, начиная только с разности частот 2 Гц.

Аналогичным образом узел подгонки частоты действует при $f_T > f_C$.

Узел включения и узел питания. Узел включения (рис. 6.10, а) состоит из элемента И DX , триггера $DS5$, усилителей $E6$ и $E7$, выходного реле $KL4$, элемента времени $DT6$ и реле ограничения импульса на включение выключателя генератора $KL5$.

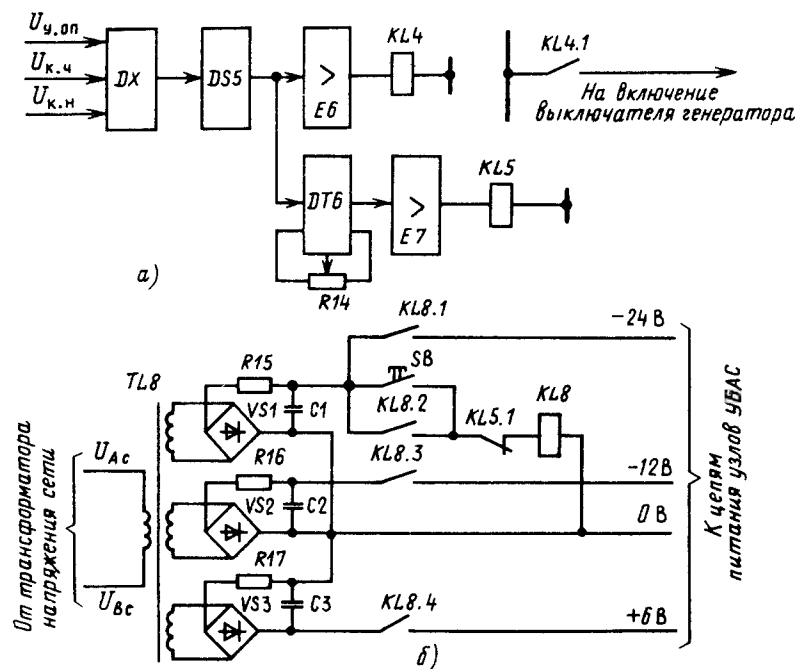


Рис. 6.10. Функциональная схема узла включения (а) и узла питания (б) синхронизатора УБАС

Сигнал на включение выключателя генератора формируется элементом DX при наличии одновременно трех сигналов на его входе: напряжений с выхода узла опережения $U_{y.op}$, узла контроля разности частот $U_{k.ч}$, узла контроля разности напряжений $U_{k.н}$. Этот сигнал фиксируется триггером $DS5$ и выходным реле $KL4$, которое управляет включением выключателя. Для ограничения сигнала на включение выключателя предусмотрены элементы $DT6$, $E7$ и реле $KL5$. Элемент времени $DT6$ с выдержкой времени t_6 , равной 1,5 с, и усилитель $E7$ обеспечивают срабатывание реле $KL5$, которое своим размыкающим контактом размыкает цепь питания реле $KL8$ в узле питания (рис. 6.10, б). Реле $KL8$ в свою очередь снимает питание со всех элементов синхронизатора. Таким образом, синхронизатор, выполнив операцию автоматического включения генератора, выводится из работы.

Включение синхронизатора для повторного действия производится с помощью кнопки SB , замыкающей цепь катушки реле $KL8$, включенного по схеме самоудерживания. Замыкающими контактами $KL8.1$, $KL8.3$, $KL8.4$ подается питание к элементам синхронизатора. Одновременно с подачей питания триггеры синхронизатора устанавливаются в исходное состояние.

Синхронизатор УБАС выполнен с использованием полупроводниковых логических элементов серии "Логика-Т". Использование полупроводниковых логических элементов позволяет сравнительно легко реализовать весьма сложные функции точной синхронизации и, кроме того, делает это устройство надежным в работе.

Автоматический синхронизатор типа СА-1

Рассмотренный выше синхронизатор типа УБАС обладает рядом существенных недостатков, которые обусловили его замену на более совершенный СА-1, разработанный Московским энергетическим институтом.

Основные недостатки синхронизатора УБАС, связаны с тем, что все его узлы используют для своей работы напряжение биений. Искажение формы напряжения биений, вызванное, например, неравенством напряжений генератора и сети, создает значительные погрешности во времени опережения. Чтобы избежать появления этой погрешности, синхронизатор блокируется при разности напряжений генератора и сети, превышающей 10–12% номинального.

Кроме того, при малых скольжениях, когда значение dU_s/dt мало, могут быть исключены условия для срабатывания нуля-органа в узле опережения, что особенно вероятно при малом значении времени включения выключателя. В результате в условиях, наиболее благоприятных для включения на параллельную работу, возможен отказ синхронизатора. При малых скольжениях также нечетко работает узел контроля разности частот.

В синхронизаторе УБАС опережение создается в предположении неизменной угловой скорости скольжения. Однако в реальных условиях, когда происходит подгонка частоты, скорость скольжения непрерывно изменяется. Неучет этого создает дополнительную погрешность во времени опережения. Время опережения в синхронизаторе УБАС относительно точно может быть определено только на линейной части характеристики U_δ , т.е. в диапазоне углов $0 \leq \delta \leq 50^\circ$.

Повышенные значения погрешности УБАС обусловили относительно небольшое значение максимально допустимой скорости скольжения, особенно при относительно больших временах включения выключателя.

В автоматическом синхронизаторе СА-1 для работы всех его узлов используется не напряжение биений, как в синхронизаторе УБАС, а угол δ между векторами напряжений генератора и сети.

Упрощенная функциональная схема синхронизатора СА-1 показана на рис. 6.11. На вход устройства подводятся напряжения генератора и сети. Измерение угла между входными напряжениями производится с помощью фазопреобразовательного устройства UV . Напряжение на его выходе U_δ пропорционально углу δ и не зависит от изменения в широких пределах абсолютных значений входных напряжений (рис. 6.12, а). В момент совпадения по фазе входных напряжений $\delta = 0(2\pi)$ на выходе преобразования имеется некоторое значение напряжения, обозначенное $U_{2\pi}$, не равное нулю.

При неизменной частоте скольжения изменение напряжения U_δ во времени имеет вид, аналогичный характеристике на рис. 6.12, а. При меняющейся частоте скольжения, что имеет место в процессе подгонки

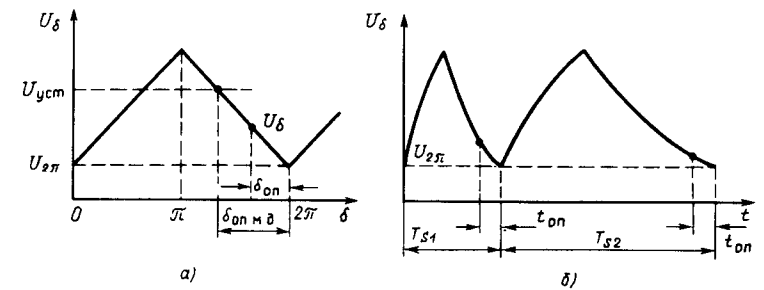


Рис. 6.12. Угловая (а) и временная (б) характеристики фазопреобразовательного устройства синхронизатора СА-1

частоты, изменение напряжения U_δ происходит с непрерывным замедлением (рис. 6.12, б).

Узел опережения, вырабатывающий разрешающий сигнал на включение выключателя, фиксирует достижение углом δ определенного значения $\delta_{оп}$, учитывающего скорость и ускорение изменения угла, время включения выключателя. В состав узла опережения входят дифференцирующие элементы $D1$ и $D2$, сумматор $A1$, нуль-орган $EA1$.

Для любого угла опережения $\delta_{оп}$, при котором происходит срабатывание узла опережения, справедливо тождественное уравнение

$$\delta + \delta_{оп} = 2\pi, \quad (6.15)$$

где δ — текущее значение угла.

С другой стороны, на основе кинематики ускоренного вращательного движения угол опережения $\delta_{оп}$, соответствующий времени включения выключателя $t_{в.в.}$, составит

$$\delta_{оп} = \frac{d\delta}{dt} t_{в.в.} + \frac{d^2\delta}{dt^2} \frac{t_{в.в.}^2}{2}. \quad (6.16)$$

На основании (6.15) и (6.16)

$$\delta + \frac{d\delta}{dt} t_{в.в.} + \frac{d^2\delta}{dt^2} \frac{t_{в.в.}^2}{2} = 2\pi. \quad (6.17)$$

Принимая во внимание линейную зависимость между U_δ и δ , уравнение (6.17) можно выразить в виде

$$U_\delta + \frac{dU_\delta}{dt} t_{в.в.} + \frac{d^2U_\delta}{dt^2} \frac{t_{в.в.}^2}{2} = U_{2\pi}. \quad (6.18)$$

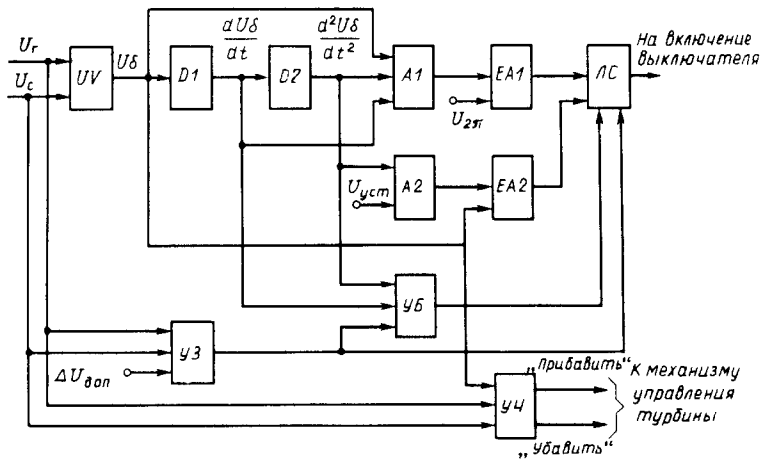


Рис. 6.11. Функциональная схема синхронизатора СА-1

Выражение (6.18) является уравнением срабатывания узла опережения. Нуль-орган $EA1$ сравнивает сумму напряжений, подаваемых на вход сумматора $A1$, с напряжением $U_{2\pi}$. При достижении напряжения на выходе сумматора $A1$ значения $U_{2\pi}$ нуль-орган срабатывает, формируя разрешающий сигнал на включение выключателя. Значение $t_{в.в}$ вводится в сумматор $A1$ как параметр настройки.

Таким образом, линейность характеристики углового преобразователя UV , учет скорости и ускорения скольжения позволяют более точно, с меньшей ошибкой определять момент подачи импульса на включение выключателя.

Функции узла контроля разности частот в синхронизаторе СА-1 выполняют сумматор $A2$ и нуль-орган $EA2$. В этом узле контролируется не время части периода напряжения биений, как в синхронизаторе УБАС, а угловая скорость скольжения в момент замыкания контактов выключателя $\omega_{св}$, и это значение сравнивается с максимально допустимой скоростью скольжения $\omega_{с.д.}$.

В выражении (6.16) $d\delta/dt$ является угловой скоростью скольжения в момент срабатывания узла опережения $\omega_{с}$; величина $d^2\delta/dt^2$ является ускорением скольжения a_s . Тогда в момент замыкания силовых контактов выключателя угловая скорость скольжения $\omega_{св}$ составит

$$\omega_{св} = \omega_{с} + a_s t_{в.в}. \quad (6.19)$$

С учетом изложенного выражение (6.16) имеет вид

$$\delta_{оп} = \omega_{с} t_{в.в} + a_s \frac{t_{в.в}^2}{2}. \quad (6.20)$$

Используя $\omega_{с}$ из выражения (6.19) в выражении (6.20), получим

$$\delta_{оп} = \omega_{св} t_{в.в} - a_s \frac{t_{в.в}^2}{2}. \quad (6.21)$$

В условиях максимально допустимой скорости скольжения выражение (6.21) имеет следующий вид:

$$\delta_{оп.д} = \omega_{с.д.} t_{в.в} - a_s \frac{t_{в.в}^2}{2}. \quad (6.22)$$

Значение $\delta_{оп.д}$ фиксируется нуль-органом $EA2$ в момент времени, когда угол δ достигнет значения

$$\delta = 2\pi - \delta_{оп.д}.$$

Заменяя углы соответствующими напряжениями, получаем

$$U_{\delta} - \frac{d^2 U_{\delta}}{dt^2} \frac{t_{в.в}^2}{2} = U_{уст}, \quad (6.23)$$

где $U_{уст}$ — напряжение уставки нуль-органа $EA2$, соответствующее углу $(2\pi - \omega_{с.д.} t_{в.в})$, рис. 6.12, а.

Выражение (6.23) является уравнением срабатывания нуль-органа $EA2$. Точное включение генератора обеспечивается при разности частот до 1,0 Гц, при этом угол опережения может возрасти до 120° . При $\delta_{оп} > 120^\circ$ осуществляется запрет работы синхронизатора.

Функции узла контроля разности напряжений генератора и сети выполняет узел запрета $УЗ$. В этом узле разность напряжений генератора и сети сравнивается с допустимой разностью $\Delta U_{доп}$. Если действительная разность напряжений превышает допустимое значение, то на выходе $УЗ$ появляется сигнал, запрещающий включение выключателя. Уставка $\Delta U_{доп}$ регулируется в пределах от 1,0 до 15%.

Логическая схема $ЛС$ формирует импульс на включение выключателя при выполнении всех условий синхронизации. Алгоритм функционирования $ЛС$ аналогичен таковому синхронизатора АСТ-4. Действие синхронизатора производится при углах опережения $\delta_{оп.д} > \delta_{оп} > 0$. Импульсный выход $ЛС$ предотвращает возможность срабатывания синхронизатора с углом опережения, меньшим требуемого, в условиях, когда разность входных напряжений в момент синхронизации близка к уставке узла $УЗ$.

Уравнитель частоты $УЧ$ по своему действию в основном аналогичен узлу подгонки частоты в синхронизаторе УБАС. Однако имеется особенность, состоящая в том, что узел $УЧ$ подгоняет разность частот не к нулю, а к некоторому заданному минимальному значению $f_{s\min} \approx \pm 0,03$ Гц. Благодаря такому действию повышается надежность работы узла опережения. Если в процессе подгонки частоты оказалось, что $f_s < f_{s\min}$, уравнитель частоты действует в обратном направлении, обеспечивающем увеличение f_s и выход из зоны $f_{s\min}$. На уставке $f_{s\min}$ создана небольшая зона нечувствительности, которая обеспечивает более устойчивый процесс подгонки частоты и уменьшает колебательность этого процесса.

Другой особенностью синхронизатора СА-1 является наличие в нем узла блокировки $УБ$, предотвращающего неправильное действие синхронизатора в переходном процессе при подаче или снятии синхронизируемых напряжений. Имеется также блок сигнализации, фиксирующий неисправности логической схемы.

Устройство полуавтоматической самосинхронизации

Устройство полуавтоматической самосинхронизации обеспечивает автоматическое включение выключателя невозбужденного генератора при достижении генератором частоты вращения, близкой к частоте вращения работающих генераторов. Регулирование частоты вращения генератора производится персоналом вручную путем воздействия на регулятор частоты вращения турбины. Генератор возбуждается после включения его выключателя.

На тепловых электростанциях самосинхронизация в основном выполняется полуавтоматически вследствие сложности автоматизации пуска теплового блока из холодного состояния. На гидроэлектростанциях применяются устройства автоматического пуска гидроагрегатов; это позволяет использовать как полуавтоматическую, так и автоматическую самосинхронизацию.

Ниже рассмотрено устройство полуавтоматической самосинхронизации, применяемое на тепловых электростанциях (разработано институтом "Атомтеплоэлектропроект").

Основным элементом устройства (рис. 6.13) является реле разности частот KF , контролирующее разность частот напряжений генератора и сети. Широкое применение получило индукционное реле частоты ИРЧ-01А. Обмотка I подключается последовательно с реостатом $R1$ к трансформатору напряжения $TV1$ невозбужденного генератора. Обмотка II подключается к трансформатору напряжения сети $TV2$. Устройство полуавтоматической синхронизации вводится в работу переключателем SA , замыкающим цепи трансформаторов $TV1$ и $TV2$, цепи оперативного постоянного напряжения и выходные цепи.

Значения остаточных напряжений, подводимых к $TV1$ разных генераторов, могут быть различными. Для того чтобы напряжения, подводимые к обмотке I реле KF от трансформаторов $TV1$ разных генераторов, были примерно одинаковыми, каждый генератор снабжается отдельным реостатом $R1$. Регулирование сопротивлений реостатов $R1$ выполняется при наладке устройства.

Реле ИРЧ-01А в момент подачи напряжения на его обмотки может одновременно замыкать свои контакты. Чтобы исключить неправильное действие устройства, обмотки I и II реле KF подключаются к трансформаторам $TV1$ и $TV2$ одновременно: сначала подключается обмот-

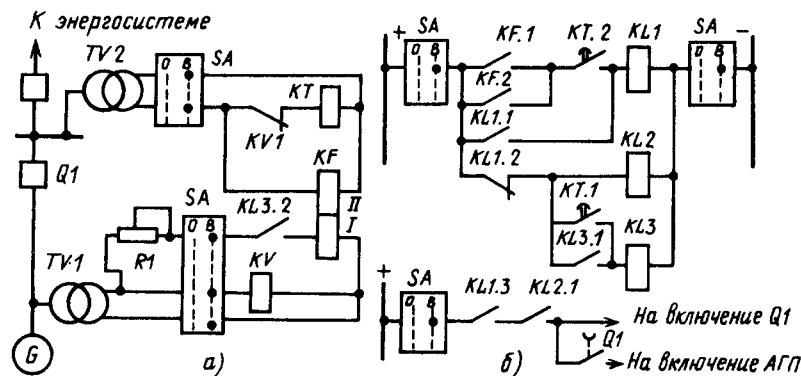


Рис. 6.13. Схема устройства полуавтоматической самосинхронизации:
а — цепи переменного напряжения; б — цепи оперативного тока

ки II , а затем через время в несколько секунд, устанавливаемое на протискальзывающем контакте реле времени $KT.1$, подключается обмотка I . Подключение обмотки I осуществляется с помощью промежуточного реле $KL3$. Кроме того, вводится дополнительная выдержка времени на контакте $KT.2$ в цепь контактов $KF.1$ и $KF.2$, исключающая неправильное срабатывание устройства в момент подачи напряжения на обмотку I реле KF .

При достижении частоты скольжения, равной частоте срабатывания реле KF , срабатывает выходное реле устройства $KL1$, которое самоудерживается с помощью контакта $KL1.1$. Контакт $KL1.3$ замыкается цепь включения выключателя генератора $Q1$. После включения выключателя $Q1$ включается автомат гашения поля генератора, подающий возбуждение на обмотку ротора генератора. Включенное состояние генератора контролируется вспомогательным контактом выключателя $Q1$. Возбужденный генератор окончательно втягивается в синхронизм. Самоудерживание выходного реле $KL1$ обеспечивает надежное включение выключателя и АГП генератора. Промежуточное реле $KL2$, имеющее задержку при возврате, ограничивает длительность сигнала на включение выключателя и АГП. Для того чтобы исключить опасное воздействие номинального напряжения трансформатора $TV1$ возбужденного генератора на обмотку I реле KF , не рассчитанную на это напряжение, цепь обмотки I размыкают контактом $KL3.2$ после возврата реле $KL3$, вызванного размыканием контакта $KL1.2$. Реле KV , включенное на напряжение трансформатора $TV1$, предназначено для того, чтобы исключить подачу номинального напряжения возбужденного генератора на обмотку I реле KF до включения генератора в сеть, что может произойти вследствие ошибочных действий персонала. Размыкающий контакт реле KV размыкает цепь реле времени KT и исключает таким образом возможность срабатывания реле $KL3$.

При отключении генератора от сети и последующей подготовке его к включению реле времени KT дополняет блокировку по напряжению. Гашение магнитного поля генератора при подготовке его к самосинхронизации происходит не мгновенно. Снижение напряжения генератора ниже напряжения возврата реле KV при включенном переключателе SA приводит к пуску реле времени KT . По истечении выдержки времени, устанавливаемой на контакте $KT.1$, напряжение генератора снизится до неопасного значения, при котором обмотка I реле KF включается в цепь трансформатора $TV1$.

Реле времени KT включено на переменное напряжение от трансформатора $TV2$. При этом обеспечиваются одновременная подача напряжения на катушки реле KT и KV и правильное действие блокировки по напряжению. Если же включить реле KT на постоянное напряжение, то возможно его срабатывание раньше, чем будет подано напряжение на реле KF и KV , так как в цепях трансформаторов $TV1$ и $TV2$ имеется индивидуальный переключатель (на схеме не показан), обеспечивающий

подведение синхронизируемых напряжений к устройству самосинхронизации. В этих условиях возможна кратковременная (до срабатывания реле KV) подача номинального напряжения возбужденного генератора на обмотку I реле KF и ее повреждение. Вывод устройства из работы осуществляется вручную установкой переключателя SA в положение O ("Отключено"), при этом все реле устройства возвращаются в исходное положение.

Вопросы для самопроверки

1. Что такое синхронизация синхронного генератора и какие существуют способы синхронизации?
2. Что такое напряжение биений? Покажите график изменения напряжения биений во времени при условии, что напряжение генератора не равно напряжению сети.
3. Какие основные элементы входят в состав автоматического синхронизатора?
4. Каким образом в синхронизаторе типа УБАС контролируются угловая скорость скольжения и разность напряжений генератора и сети? Как фиксируется постоянное время опережения?
5. Каков принцип выполнения уравнивателя частоты в синхронизаторе УБАС? Каким образом в уравнивателе частоты фиксируется знак скольжения?
6. Каковы принципиальные отличия синхронизатора СА-1 от синхронизатора УБАС?
7. Каково назначение реле разности частот в устройстве полуавтоматической самосинхронизации?

Глава седьмая

АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ВОЗБУЖДЕНИЯ СИНХРОННЫХ МАШИН

7.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О СИСТЕМАХ ВОЗБУЖДЕНИЯ

Электродвижущая сила (ЭДС), развиваемая синхронным генератором, определяется выражением

$$E = k f \omega \Phi, \quad (7.1)$$

которое показывает, что ЭДС E , а следовательно, и напряжение на шинах генератора U находятся в прямой зависимости от магнитного потока Φ , который создается обмоткой ротора генератора, обтекаемой постоянным током. При вращении ротора генератора магнитный поток Φ пересекает витки обмотки статора w с частотой f и индуцирует в них ЭДС E .

Ток в обмотке ротора и напряжение, под воздействием которого он проходит, называются током и напряжением возбуждения генератора. К системе возбуждения генератора относятся обмотка ротора, возбудитель, ручные устройства и автоматические регуляторы, с помощью которых можно изменять напряжение и ток возбуждения. В качестве возбудителей используются генераторы постоянного тока, генераторы переменного тока повышенной частоты с кремниевыми выпрямителями, ртутные или тиристорные выпрямители.

Напряжение и ток ротора, при которых генератор работает с номинальной мощностью, номинальным напряжением статора и номинальным $\cos \varphi$, также называются номинальными. Изменение этих величин для поддержания необходимого уровня напряжения статора генератора называется **регулированием возбуждения**, которое бывает ручным и автоматическим.

Быстрое увеличение возбуждения сверх номинального значения называется **форсировкой возбуждения**. При этом наибольшие возможные значения напряжения и тока ротора, которые может обеспечить возбудитель, называются **потолком возбуждения**. Отношение напряжения (тока) ротора при форсировке к номинальным значениям — **кратность форсировки возбуждения**.

Системы возбуждения синхронных машин должны иметь:

необходимую мощность источников возбуждения и диапазон его изменения в зависимости от параметров режима синхронной машины; высокую скорость нарастания ротора в условиях аварийных нарушений режима в энергосистемах, что обеспечивает быструю мобилизацию резервов реактивной мощности и предотвращает нарушение устойчивости параллельной работы.

Система возбуждения генератора должна обеспечить не менее чем двукратную форсировку возбуждения и скорость нарастания напряжения не менее двух единиц возбуждения в секунду (ед. возб/с), где за единицу возбуждения принимается номинальное напряжение.

На генераторах мощностью до 150 МВт в качестве возбудителей используются генераторы постоянного тока (рис. 7.1). Основной является схема с **параллельным самовозбуждением** (рис. 7.1, а). Напряжение и ток возбудителя, подводимые к обмотке ротора LG , регулируются с помощью реостата RRE в цепи обмотки возбуждения LE возбудителя GE . При полностью выведенном реостате RRE (когда его сопротивление равно нулю) напряжение и ток возбудителя достигают наибольших значений, т.е. потолка возбуждения.

Схема **независимого возбуждения** (рис. 7.1, б) состоит из двух генераторов постоянного тока — возбудителя GE с независимым возбуждением и подвозбудителя GEA с параллельным самовозбуждением. В этой схеме напряжение и ток возбудителя могут регулироваться двумя реостатами — RRE и $RREA$, что обеспечивает большую плавность регулирования.

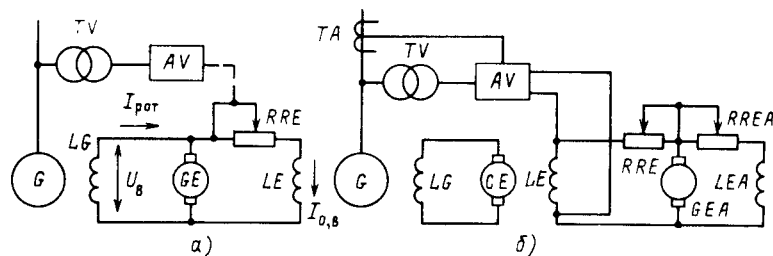


Рис. 7.1. Схемы электромашинного возбуждения с генераторами постоянного тока (возбудителями):

а — схема параллельного самовозбуждения; б — схема независимого возбуждения

Как правило, вал якоря возбудителя и подвозбудителя соединен с валом ротора генератора непосредственно, что обеспечивает высокую надежность работы системы возбуждения. В отдельных случаях у турбогенераторов мощностью 300 МВт возбудитель соединяется с валом ротора генератора через редуктор для уменьшения частоты вращения якоря возбудителя. Резервные возбудители выполняются по схеме на рис. 7.1, а, причем ротор возбудителя вращается от отдельного асинхронного электродвигателя.

Система высокочастотного возбуждения, применяемая на энергоблоках мощностью 300 МВт, приведена на рис. 7.2. Основными элементами системы являются высокочастотный возбудитель GE, представляющий собой трехфазный генератор переменного тока 500 Гц, и кремниевые выпрямители VS1 и VS2. На роторе GE, связанном с валом ротора генератора, расположены три обмотки возбуждения: основная LE1, включенная последовательно с обмоткой ротора генератора LG, и две обмотки управления LE2 и LE3. Питание обмоток управления про-

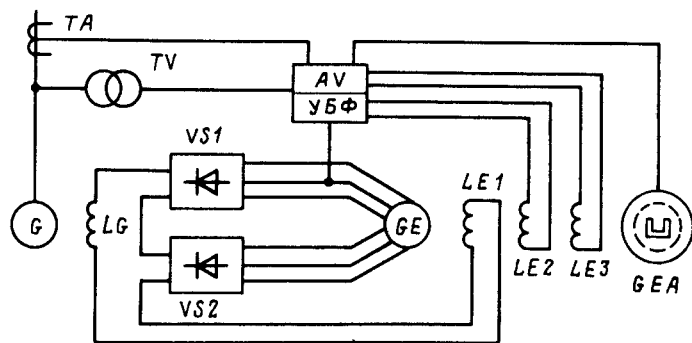


Рис. 7.2. Схема электромашинного возбуждения с высокочастотным генератором и полупроводниковыми выпрямителями

изводится от автоматического регулятора возбуждения и устройства быстродействующей форсировки возбуждения УБФ. Питание AV и УБФ осуществляется от высокочастотного подвозбудителя GEA.

На турбо- и гидрогенераторах мощностью 200 МВт и более получила также распространение тиристорная система возбуждения, основным элементом которой являются кремниевые тиристорные управляемые выпрямители VS (рис. 7.3). Тиристор аналогично тиратрону или ртутному выпрямителю кроме двух основных электродов—анода и катода—имеет дополнительный электрод, управляющий началом работы тиристора в проводящем режиме. В момент подачи тока через управляющий электрод тиристор открывается и пропускает ток в течение остальной части положительного полупериода переменного напряжения, приложенного между анодом и катодом. Таким образом, путем изменения момента начала работы тиристора в проводящем режиме можно плавно изменять среднее значение выпрямленного тока, поступающего в обмотку ротора LG.

Переменный ток подается на тиристорные выпрямители от двух трансформаторов — выпрямительного TD, подключенного к выводам генератора, и последовательного TAE, включенного в цепь обмотки статора генератора со стороны его нейтральных выводов. Вторичные обмотки этих трансформаторов соединены последовательно. В нормальном режиме напряжение на выпрямителях определяется в основном трансформатором TD, а при близких КЗ, когда происходит глубокое снижение напряжения на выводах генератора, — трансформатором TAE, по первичной обмотке которого происходит больший ток КЗ. При этом трансформатор TAE не только компенсирует снижение напряжения на выводах генератора, но и обеспечивает уровень напряжения, достаточный для форсировки возбуждения. Тиристорный возбудитель состоит из двух групп — рабочей VS.P и форсировочной VS.Ф. Управление их работой, ручное и автоматическое, производится через системы управления СУТ.Р и СУТ.Ф. Тиристорные системы возбуждения являются наиболее быстродействующими.

На рис. 7.4 показана схема бесщеточной системы возбуждения, которая получила свое наименование потому, что из контура выпрямитель VS1 — обмотка ротора LG исключены контактные кольца и щетки, в результате чего существенно повышена надежность работы системы возбуждения.

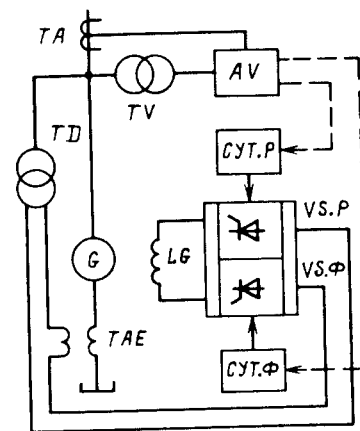


Рис. 7.3. Схема тиристорного возбуждения

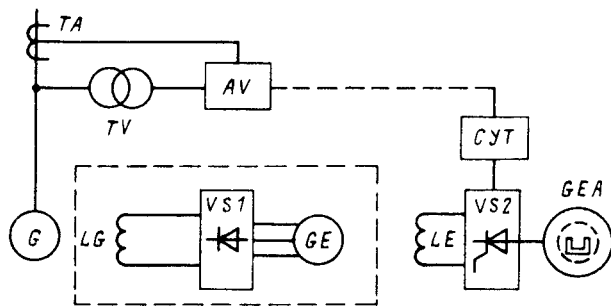


Рис. 7.4. Схема бесщеточного возбуждения

С этой целью выпрямитель *VS1* конструктивно совмещен с валом ротора генератора, вращается вместе с ним и поэтому может быть жестко соединен с обмоткой ротора. Якорь возбудителя *GE*, на котором в данном случае расположена трехфазная обмотка переменного тока, также соединен с валом ротора генератора, а его обмотка возбуждения (плюса) *LE* расположена на статоре.

Возбуждение возбудителя *GE* производится от высокочастотного подвозбудителя *GEA* через тиристорный выпрямитель *VS2*, который управляется с помощью автоматического регулятора возбуждения *AV*. Якорь подвозбудителя соединен с валом ротора генератора. Разрабатывается тиристорная бесщеточная система.

7.2. НАЗНАЧЕНИЕ И ВИДЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ВОЗБУЖДЕНИЯ (АРВ)

Назначение АРВ

Основным назначением АРВ является повышение устойчивости параллельной работы генераторов при нарушениях нормального режима (см. гл. 10). В этих условиях АРВ, реагируя на сравнительно небольшие отклонения напряжения (или тока) генератора от нормального значения, значительно увеличивают (форсируют) возбуждение генераторов. При увеличении (особенно при форсировке) возбуждения до потолка увеличивается ЭДС генератора, что способствует повышению предела устойчивости генератора. Форсировка возбуждения генератора облегчает и ускоряет процесс восстановления напряжения на шинах после отключения КЗ, что способствует также быстрому самозапуску электродвигателей.

В нормальных условиях АРВ обеспечивают поддержание заданного уровня напряжения и необходимое распределение реактивной нагрузки между параллельно работающими генераторами.

Виды АРВ

Все АРВ, применяемые на синхронных генераторах, различаются по параметру, на который они реагируют, по способу воздействия на систему возбуждения генератора и подразделяются на три группы.

К первой группе относятся **электрохимические АРВ**, которые реагируют на отклонение напряжения генератора от заданного значения (уставки) и воздействуют на изменение сопротивления в цепи обмотки возбуждения возбудителя (см. рис. 7.1, а).

Ко второй группе относятся **электрические АРВ**. Эти АРВ реагируют на отклонение напряжения или тока генератора от заданного значения и подают дополнительный выпрямленный ток в обмотку возбуждения возбудителя от внешних источников питания (трансформаторов тока, напряжения или собственных нужд), как показано на рис. 7.1, б.

К третьей группе относятся АРВ, применяемые в основном с **выпрямительными системами возбуждения**: высокочастотной, тиристорной, бесщеточной. В отличие от АРВ, выполняемых по схеме на рис. 7.1, б, эти АРВ не имеют собственных силовых органов (внешних источников питания), а только управляют работой возбудителей.

7.3. РЕЛЕЙНЫЕ УСТРОЙСТВА БЫСТРОДЕЙСТВУЮЩЕЙ ФОРСИРОВКИ ВОЗБУЖДЕНИЯ (УБФ) И РАСФОРСИРОВКИ

Устройство быстродействующей форсировки возбуждения в аварийных условиях, сопровождающихся глубоким понижением напряжения, производит быструю форсировку возбуждения генератора до наибольшего допустимого, или потолочного, значения. Принципиальная схема УБФ приведена на рис. 7.5. Пусковым органом схемы является минимальное реле напряжения *KV* типа РН-54, включенное на вторичное междуфазное напряжение трансформатора напряжения *TV* генератора. Реле *KV* при срабатывании воздействует на обмотку контактора *KМ*, который своими контактами шунтирует реостат *RRE* в цепи обмотки возбуждения возбудителя. При этом ток возбуждения возбудителя увеличивается до максимально возможного значения, т. е. происходит форсировка возбуждения до потолочного. В отдельных случаях, когда при полном шунтировании реостата ток ротора может достигнуть недопустимо большого значения, шунтируется лишь часть *RRE*.

Уставка напряжения срабатывания минимального реле напряжения выбирается из условия возврата реле после отключения КЗ по формуле

$$U_{с.р} = \frac{U_{ном}}{k_{отс} k_B K_U}, \quad (7.2)$$

где $U_{ном}$ — номинальное напряжение генератора; $k_{отс}$ — коэффициент отстройки, принимаемый 1,05—1,1; k_B — коэффициент возврата, состав-

ляющий не более 1,05–1,2; k_U — коэффициент трансформации трансформатора напряжения. Обычно уставку минимального реле напряжения составляет 80–85% номинального напряжения генератора.

Поскольку при срабатывании УБФ к обмотке возбуждения прикладывается полное напряжение возбудителя, ток в обмотке нарастает сравнительно быстро, вследствие чего рассматриваемое устройство называется устройством быстродействующей форсировки возбуждения.

Ток ротора генератора при форсировке возбуждения определяется выражением

$$I_{\text{рот}} = U_{\text{в max}} / R_{\text{рот}}, \quad (7.3)$$

где $R_{\text{рот}}$ — сопротивление обмотки ротора генератора при рабочей температуре; $U_{\text{в max}}$ — максимальное напряжение возбудителя при форсировке.

Устройство быстродействующей форсировки возбуждения может действовать ложно при исчезновении напряжения на обмотке реле KV . Поэтому УБФ часто выполняется с помощью двух минимальных реле напряжения, контакты которых включаются последовательно. В ряде случаев применяются более совершенные схемы УБФ, в которых используются минимальные реле напряжения, включенные через фильтр напряжения прямой последовательности.

Во всех схемах УБФ оперативный ток подается на контакты минимальных реле напряжения через контакт реле положения выключателя генератора $KQC.1$ (рис. 7.5), замкнутый при включенном выключателе. При отключении выключателя контакт $KQC.1$ размыкается и выводит УБФ из работы, так как форсировка возбуждения генератора, работающего на холостом ходу, может привести к значительному повышению напряжения, опасному для изоляции обмоток. Кроме того, последовательно с контактом $KV.1$ включается вспомогательный контакт $SF.1$, замкнутый при включенном автоматическом выключателе. При отключении автоматического выключателя и исчезновении напряжения на реле KV вспомогательный контакт $SF.1$ размыкается и выводит УБФ из работы.

На генераторах большой мощности релейная форсировка возбуждения не применяется из-за недостаточного быстродействия, что объясняется задержкой на срабатывание порядка 0,3 с контактора KM .

На гидрогенераторах с машинными системами возбуждения применяются также релейные устройства расфорсировки (УРРФ), предназначенные для ограничения опасных повышений напряжения на выводах статора, что может произойти вследствие увеличения частоты при аварийном сбросе нагрузки.

Схема УРРФ приведена на рис. 7.6. При повышении напряжения выше уставки срабатывания максимального реле напряжения $KV2$,

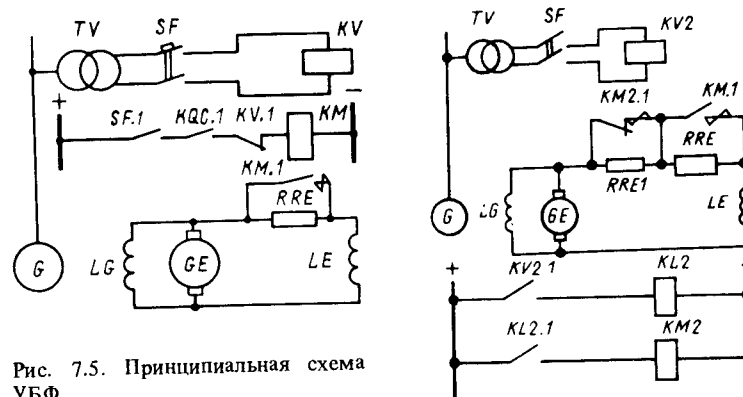


Рис. 7.5. Принципиальная схема УБФ

Рис. 7.6. Принципиальная схема устройства для ограничения длительности форсировки возбуждения

равной $1,2 U_{\text{г.ном}}$, замыкаются его контакты $KV2.1$, после чего срабатывают промежуточное реле $KL2$ и контактор $KM2$. Контакты последнего $KM2.1$ дешунтируют сопротивление $RRE1$, включенное в цепь обмотки возбуждения возбудителя. В результате уменьшатся значения тока в обмотке возбуждения возбудителя, напряжения на зажимах якоря возбудителя, тока ротора гидрогенератора и напряжения на зажимах его статора.

7.4. КОМПАУНДИРОВАНИЕ ВОЗБУЖДЕНИЯ ГЕНЕРАТОРОВ

Структурная схема устройства компаундирования (УК) возбуждения генератора приведена на рис. 7.7. Вторичный ток I_2 трансформатора тока TA , пропорциональный току генератора I_T , проходит через промежуточный трансформатор TL , выпрямляется с помощью полупроводникового выпрямителя VS и подается в обмотку возбуждения возбудителя GE . Выпрямленный ток, который называется током компаундирования, проходит по обмотке LE в том же направлении, что и ток от возбудителя I_B . Поэтому суммарный ток в обмотке возбуждения возбудителя, равный $I_{0.в} = I_B + I_K$, зависит не только от положения реостата в цепи обмотки возбуждения RRE , но и от тока генератора I_T .

Благодаря этому при увеличении тока статора генератора устройство компаундирования увеличивает ток в обмотке LE , т.е. действует аналогично регулятору напряжения, обеспечивает поддержание напряжения и форсировку при КЗ. Уменьшение тока статора генератора сопровождается уменьшением тока I_K и соответственно тока $I_{0.в}$, что предотвращает повышение напряжения.

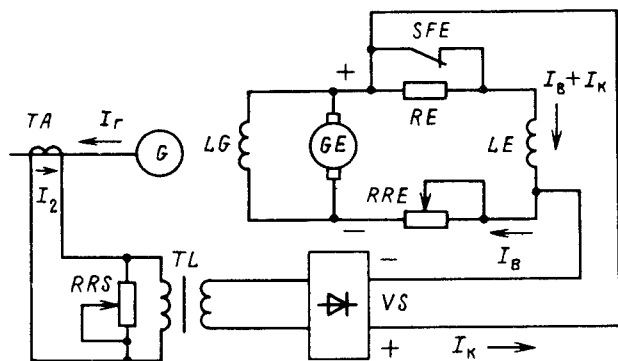


Рис. 7.7. Структурная схема устройства компаундирования возбуждения генератора

Основным назначением промежуточного трансформатора TL является согласование значений тока компаундирования и вторичного тока TA , а также отделение цепей трансформатора тока от цепей возбуждения генератора. Установочный реостат RRS используется для установки степени компаундирования и для плавного увеличения или уменьшения тока I_k при включении и выводе из работы RRS .

При подборе сопротивления реостата RRS и коэффициента трансформации трансформатора TL должна быть обеспечена, с одной стороны, возможно большая форсировка возбуждения, а с другой — устойчивая работа УК.

Устройство компаундирования потребляет от трансформаторов тока значительную мощность: порядка 300–400 В·А при нормальных режимах и примерно 2000–2500 В·А при форсировке. Поэтому УК подключаются к отдельному комплекту трансформаторов тока.

Особенностью схемы при подключении УК к основной обмотке LE возбуждения возбудителя является наличие порога компаундирования. Это явление состоит в том, что ток от УК начинает поступать в обмотку возбуждения возбудителя не сразу, а лишь после того, как напряжение на выходе УК станет выше напряжения на обмотке LE , создаваемого током I_b . При наличии на возбудителе дополнительной обмотки возбуждения УК включается на эту обмотку. Такая схема не имеет порога компаундирования и, кроме того, создает меньшую нагрузку на трансформаторы тока.

Основным недостатком УК является то, что оно, реагируя только на изменение тока генератора и не реагируя на изменение напряжения и $\cos \varphi$ генератора, не может поддерживать постоянным напряжение на шинах генератора, если при этом ток генератора остается неизменным. Отсюда следует, что в зависимости от $\cos \varphi$ напряжение на выводах генератора будет изменяться, как показано на рис. 7.8, и может су-

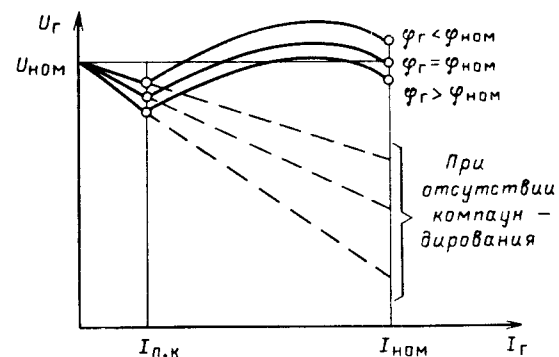


Рис. 7.8. Характер изменения при разных значениях $\cos \varphi$ напряжения генератора, оснащенного устройством компаундирования:

$I_{п.к}$ — порог компаундирования

щественно отклоняться от нормального уровня. Пунктиром на рис. 7.8 показано изменение напряжения при отсутствии УК. Поэтому УК, как правило, дополняется автоматическим регулятором напряжения, получившим название электромагнитного корректора напряжения.

Другим недостатком УК является то, что оно не обеспечивает достаточной форсировки возбуждения при удаленных КЗ и других нарушениях нормального режима, при которых ток генератора изменяется незначительно. Этот недостаток устраняется применением УБФ.

7.5. ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЙ КОРРЕКТОР НАПЯЖЕНИЯ

Электромагнитный корректор напряжения (ЭМК) представляет собой автоматический регулятор напряжения, предназначенный для использования совместно с УК возбуждения генераторов. Как показано на структурной схеме на рис. 7.9, ЭМК состоит из измерительного и силового органов. Измерительный орган $ИО$ подключен к трансформатору напряжения TV через установочный трансформатор TS и, реагируя на отклонения напряжения, управляет работой силового органа.

Силовой орган $СО$ получает питание от того же трансформатора напряжения и подает в дополнительную обмотку возбуждения возбудителя $LE2$ выпрямленный ток корректора напряжения $I_{к.н}$. Ток ЭМК проходит по обмотке $LE2$ в том же направлении, что и ток в основной обмотке возбуждения возбудителя $LE1$.

На рис. 7.10 приведена упрощенная схема основных органов ЭМК. Силовой орган состоит из трехфазного магнитного усилителя $МУ$ и выпрямительного моста $VS1$. Выпрямленный ток поступает в дополнительную обмотку возбуждения возбудителя.

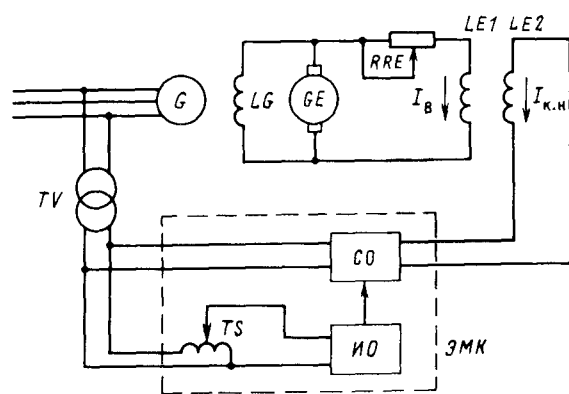


Рис. 7.9. Структурная схема электромагнитного корректора напряжения

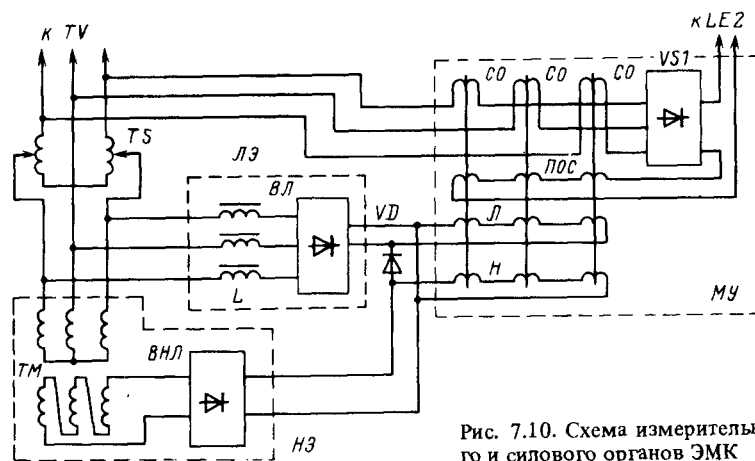


Рис. 7.10. Схема измерительного и силового органов ЭМК

Магнитный усилитель МУ представляет собой стальной сердечник с несколькими обмотками. К силовым обмоткам СО переменного тока подается напряжение от трансформатора напряжения, под действием которого через эти обмотки, выпрямительный мост и обмотку возбуждения возбудителя проходит ток; значение его зависит от сопротивления цепи.

Кроме силовых обмоток на сердечнике магнитного усилителя расположены управляющие обмотки подмагничивания Л и Н. При подаче в управляющую обмотку постоянного или выпрямленного тока сердечник магнитного усилителя подмагничивается, что приводит к уменьшению индуктивного сопротивления силовых обмоток и, следовательно, к увеличению тока в обмотке возбуждения возбудителя.

Обмотки Л и Н с одинаковым числом витков обтекаются токами линейного ЛЭ и нелинейного НЭ элементов измерительного органа. Обмотка ПОС включена последовательно с обмоткой возбуждения возбудителя и согласно с обмоткой Л. При увеличении тока в силовых обмотках выпрямительный ток, проходя по обмотке ПОС, производит дополнительное подмагничивание сердечника, что вызывает дополнительное увеличение тока в силовых обмотках и обмотке возбуждения возбудителя. Таким образом, обмотка ПОС, называемая обмоткой внешней положительной обратной связи, усиливает действие магнитного усилителя (увеличивает коэффициент усиления).

Измерительный орган действует по принципу сравнения токов линейного и нелинейного элементов. На рис. 7.11 приведены характеристики, показывающие зависимость токов выхода линейного и нелинейного элементов от напряжения на их входе.

В качестве линейного элемента используется трехфазный дроссель с воздушным зазором L , индуктивное сопротивление которого не зависит от приложенного напряжения, поэтому ток $I_{Л.Э.}$ проходящий через дроссель и выпрямляемый выпрямителем ВЛ, имеет линейную зависимость от приложенного напряжения и изображается прямой линией.

Нелинейный элемент включает в себя трансформатор ТМ с насыщающимся сердечником и соединением обмоток звезда — разомкнутый треугольник и выпрямитель ВНЛ. При малых напряжениях от трансформатора напряжения сердечник трансформатора ТМ ненасыщен, фазные напряжения на его вторичной обмотке имеют синусоидальную форму, напряжение на разомкнутом треугольнике равно нулю и ток нелинейного элемента отсутствует.

При насыщении стали сердечника трансформатора ТМ форма кривой фазных напряжений на вторичной обмотке искажается и становится несинусоидальной вследствие появления составляющих высших гармоник. Наибольшее значение имеют составляющие третьей гармоники, фазные напряжения которой совпадают по фазе. Поэтому сумма фазных напряжений на выходе ТМ равна их утроенному значению. Под действием этого напряжения проходит ток от нелинейного элемента. При повышении напряжения третья гармоника резко возрастает, поэтому зависимость тока нелинейного элемента от напряжения носит нелинейный характер.

Выходы линейного и нелинейного элементов измерительного органа подключены к отдельным управляющим обмоткам магнитного усилителя силового органа так, чтобы токи в них проходили в противоположных направлениях. Из характеристик, приведенных на рис. 7.11, видно, что при определенном напряжении на шинах генератора U_6 токи в линейном и нелинейном элементах равны. Суммарный магнитный поток подмагничивания при этом будет равен нулю, чему соот-

ветствует минимальный ток, поступающий от ЭМК. При понижении напряжения генератора, например до U_1 , равенство токов в управляющих обмотках нарушается. За счет разности намагничивающих сил происходит подмагничивание сердечника магнитного усилителя и соответственно усиление тока от ЭМК, который стремится восстановить прежнее напряжение на шинах генератора. При повышении напряжения, например до U_2 , ток нелинейного элемента становится больше тока линейного элемента, что также могло бы вызвать подмагничивание магнитного усилителя и увеличение тока ЭМК. Для предотвращения такого неправильного действия ЭМК в схеме установлен блокирующий диод VD , объединяющий управляющие обмотки линейного и нелинейного элементов. Благодаря этому при повышении напряжения токи в обеих управляющих обмотках будут примерно равными и подмагничивание будет минимальным. При понижении напряжения генератора, когда ток линейного элемента больше тока нелинейного элемента, блокирующий диод тока не пропускает и на работу ЭМК не влияет.

Характеристика электромагнитного корректора, представляющая зависимость тока $I_{к.н}$ от напряжения на шинах генератора, представлена на рис. 7.12. Наклон рабочего участка характеристики ab зависит от степени подмагничивающего действия обмотки ПОС магнитного усилителя.

Точка a , в которой имеет место максимальный ток ЭМК, определяет наибольшую форсировку возбуждения, которую может обеспечить ЭМК. Минимальный ток ЭМК, который имеет место в точке b , определяет возможности ЭМК в области развозбуждения генератора при повышении напряжения на его шинах. Снижение характеристики тока выхода ЭМК на участке ab определяется тем, что одновременно со снижением напряжения на генераторе понижается напряжение питания самого ЭМК. Установочный автотрансформатор TS (см. рис. 7.10) служит для изменения уровня напряжения генератора, который должен поддерживать ЭМК.

Рассмотренный выше ЭМК называется **односистемным**. Выход односистемного ЭМК, как правило, подключается так, чтобы ток $I_{к.н}$ проходил по обмотке $LE2$ согласно с током I_B в обмотке $LE1$ (рис. 7.13). Электромагнитный корректор напряжения с таким включением называется **согласно включенным**. В отдельных случаях используется такое включение выхода ЭМК, при котором ток $I_{к.н}$ в обмотке $LE2$ направлен встречно току в обмотке $LE1$. Электромагнитный корректор с таким включением называется **противоключенным**.

На мощных гидрогенераторах применяются **двухсистемные** ЭМК, которые, как показано на рис. 7.13, a , состоят из двух односистемных корректоров. Один из них, ЭМК-С, согласно включенный, дает ток $I_{к.н.с}$ в обмотку $LE2$ согласно с током в основной обмотке $LE1$. Второй, ЭМК-П, противовключенный, дает ток $I_{к.н.п}$ во вторую об-

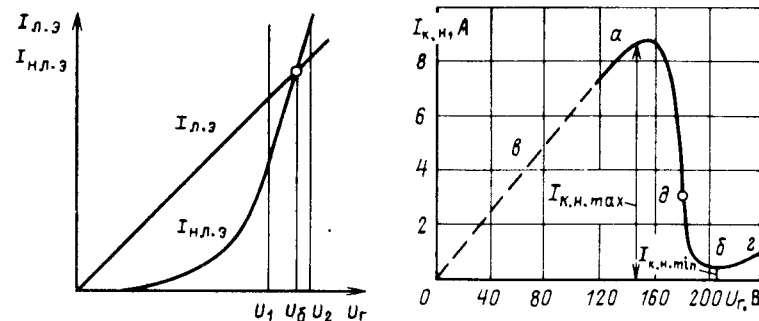


Рис. 7.11. Характеристика зависимости тока выхода линейного $I_{л.э}$ и нелинейного $I_{н.э}$ элементов от напряжения на входе измерительного органа ЭМК

Рис. 7.12. Характеристика ЭМК:

ab – рабочий участок; $aδ$ и $bδ$ – нерабочие участки

мотку $LE3$ в противоположном направлении.

Характеристика двухсистемного ЭМК (рис. 7.13, b) подбирается так, чтобы при понижении напряжения работал ЭМК-С, а при повышении – ЭМК-П, обеспечивая как режимы форсировки, так и необходимое развозбуждение генератора.

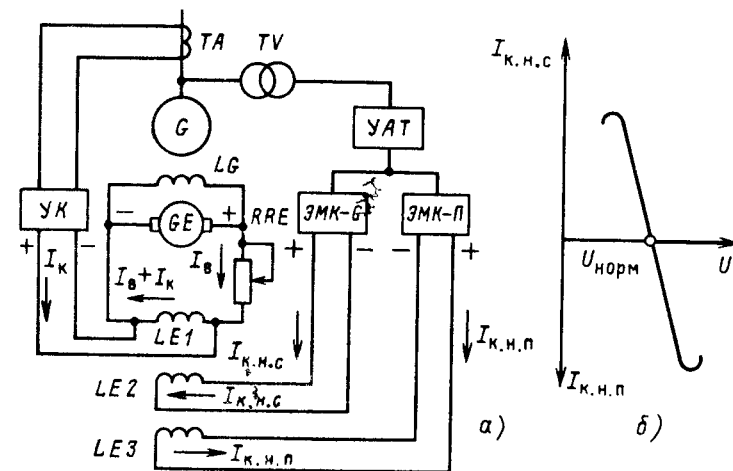


Рис. 7.13. Принципиальная схема включения двухсистемного ЭМК:

a – схема включения; b – характеристика; УК – устройство компаундирования; УАТ – установочный автотрансформатор

7.6. АВТОМАТИЧЕСКИЕ РЕГУЛЯТОРЫ ВОЗБУЖДЕНИЯ С КОМПАУНДИРОВАНИЕМ И ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫМ КОРРЕКТОРОМ НАПРЯЖЕНИЯ

Виды АРВ с УК и ЭМК

При совместном использовании УК и ЭМК могут быть осуществлены две принципиально отличные системы и соответственно два вида АРВ:

- 1) АРВ с компаундированием полным током, которое осуществляется путем суммирования токов от трансформаторов тока и тока от трансформатора напряжения после их отдельного выпрямления;
- 2) АРВ с фазовым компаундированием, которое осуществляется путем суммирования токов от трансформаторов тока и трансформатора напряжения на стороне переменного тока до их выпрямления.

Автоматическое регулирование возбуждения с компаундированием полным током типа ЭПА-305

Принципиальная схема АРВ с компаундированием возбуждения полным током приведена на рис. 7.14. Регулятор состоит из трех устройств: УК, ЭМК и УБФ (последнее на схеме не показано). Измерительный орган ЭМК состоит из насыщающегося трансформатора $ТМ$, выпрямителей $VS1$ и $VS2$ и реостата $RR1$.

Последовательно с первичной обмоткой трансформатора $ТМ$, которая выполняет функции нелинейного элемента, включен через выпрямитель $VS2$ реостат $RR1$, а к вторичной обмотке этого трансформатора, которая выполняет функции линейного элемента, подключены через выпрямитель $VS1$ управляющая обмотка $УО$ магнитного усилителя $МУ$ и реостаты $RR1$ и $RR2$.

Ток I_2 , проходящий по вторичной обмотке трансформатора $ТМ$, находится в линейной зависимости от напряжения генератора и является током линейного элемента $I_{Л.э}$, характеристика которого приведена на рис. 7.11.

Ток I_1 в первичной обмотке трансформатора $ТМ$ равен сумме вторичного тока и тока намагничивания трансформатора.

При напряжении, когда сердечник $ТМ$ еще не насыщен, ток I_1 имеет линейную зависимость от напряжения генератора. Параметры элементов подобраны так, чтобы при этом ток I_1 был меньше тока I_2 . С увеличением напряжения происходит насыщение сердечника трансформатора $ТМ$, что сопровождается резким ростом тока намагничивания, а следовательно, и тока I_1 , при этом линейность зависимости тока I_1 от напряжения нарушается и при определенном значении этого напряжения U_6 ток I_1 , являющийся током нелинейного элемента, сначала становится равным току $I_{Л.э}$, а затем и больше него.

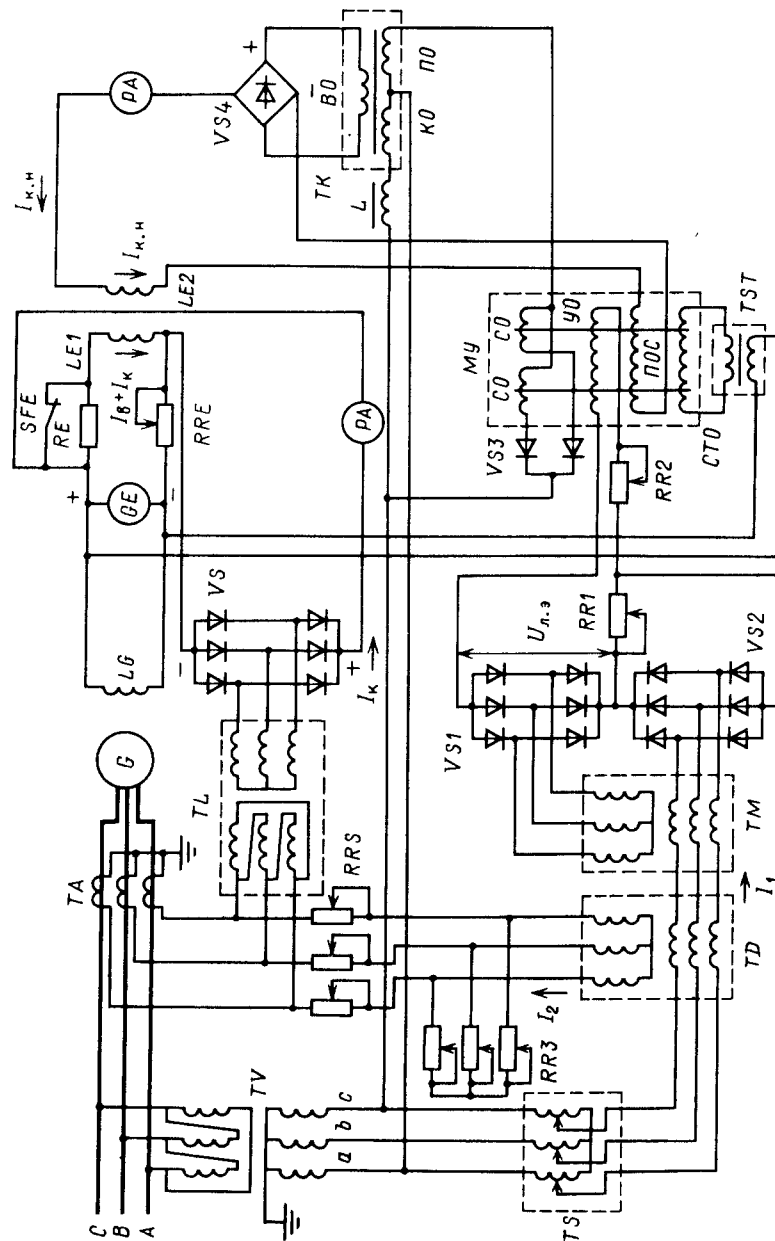


Рис. 7.14. Принципиальная схема АРВ с компаундированием полным током

Силовой орган ЭМК связан с измерительным органом с помощью однофазного управляемого магнитного усилителя *МУ*, на сердечнике которого расположены две силовые обмотки *СО*, управляющая обмотка *УО*, обмотка стабилизации *СТО* и обмотка положительной обратной связи *ПОС*.

Выпрямители *VS3* в цепи силовых обмоток, включенных с разной полярностью, обеспечивают дополнительное подмагничивание сердечника магнитного усилителя выпрямленным током, проходящим по силовым обмоткам. Магнитный усилитель, в котором силовые обмотки используются для дополнительного подмагничивания сердечника, называется магнитным усилителем с внутренней положительной обратной связью.

Магнитный усилитель работает на первичную обмотку *ПО* выходного трансформатора *ТК*, к вторичной обмотке *ВО* которого подключен силовой выпрямитель *VS4*. Трансформатор *ТК* предназначен для согласования параметров обмотки возбуждения возбuditеля *LE2*, на которую работает ЭМК, с параметрами последнего, а также для улучшения характеристик ЭМК.

Ток в управляющей обмотке *УО* определяется разностью напряжений линейного элемента $U_{л.э}$ и напряжения, создаваемого током нелинейного элемента $I_{нл.э}$ на сопротивлении реостата *RR1*.

Когда $U_T = U_6$ (рис. 7.11), разность напряжений равна нулю. При этом через обмотки *СО* магнитного усилителя *МУ* проходит определенный ток. При отклонении напряжения генератора от U_6 в сторону понижения уменьшаются напряжение $U_{л.э}$ и ток $I_{нл.э}$. Но поскольку ток $I_{нл.э}$ изменяется по нелинейному закону, напряжение, создаваемое этим током на сопротивлении реостата *RR1*, уменьшается в большей степени, чем напряжение $U_{л.э}$. В результате возрастает разность этих напряжений и как следствие увеличивается ток в обмотке *УО* магнитного усилителя. Последнее в свою очередь приводит к уменьшению индуктивного сопротивления силовых обмоток *СО*, увеличению тока, который проходит через них в первичную обмотку *ПО* выходного трансформатора *ТК*, и к увеличению выходного тока ЭМК, который поступает в дополнительную обмотку возбуждения возбuditеля *LE2*. Таким образом, при понижении напряжения генератора ЭМК действует в сторону увеличения возбуждения.

При повышении напряжения генератора выше U_6 разность напряжений $U_{л.э}$ и напряжения на сопротивлении реостата *RR1* также может увеличиться, но это не приведет к увеличению тока ЭМК. Поскольку напряжение на сопротивлении реостата *RR1* становится больше напряжения $U_{л.э}$, выпрямитель линейного элемента *VS1* закрывается, что приводит к снижению тока ЭМК до минимального значения, так как по управляющей обмотке *УО* будет проходить только обратный ток выпрямителя *VS1*, имеющий небольшое значение.

Для снижения тока ЭМК при повышении напряжения генератора используется также компенсирующая обмотка *КО* трансформатора *ТК*, включенная через насыщающийся дроссель *L* встречно с первичной обмоткой *ПО* этого трансформатора. Нормально через *КО* проходит небольшой ток. При повышении напряжения генератора дроссель насыщается и ток компенсирующей обмотки возрастает, препятствуя увеличению выходного тока ЭМК.

Положительная обратная связь, осуществляемая с помощью обмотки *ПОС* на магнитном усилителе *МУ*, повышает его коэффициент усиления и, следовательно, эффективность действия ЭМК. Для стабилизации процесса регулирования возбуждения в регуляторе применена гибкая отрицательная обратная связь, осуществляемая с помощью трансформатора *TST* и обмотки *СТО* на магнитном усилителе *МУ*. В нормальном установившемся состоянии, когда напряжение ротора имеет неизменное значение, оно на вторичную обмотку трансформатора *TST* не трансформируется и в обмотке *СТО* тока нет.

При изменении напряжения ротора в процессе регулирования возбуждения на вторичной обмотке трансформатора *TST* появляется напряжение и, следовательно, ток в обмотке *СТО*. Эта обмотка включается так, чтобы создаваемый ею магнитный поток противодействовал изменению магнитного потока, создаваемого обмоткой *УО*. Таким образом, при изменении напряжения ротора трансформатор *TST* ослабляет действие измерительного органа ЭМК, чем замедляет процесс регулирования и делает его более устойчивым.

Разделительный трансформатор *TD* и реостат *RR3* служат для создания статизма, т.е. зависимости уровня поддерживаемого ЭМК напряжения от тока генератора.

Таким образом, при использовании ЭМК совместно с УК в рассматриваемом регуляторе основное и быстрое регулирование и форсировку возбуждения при близких КЗ обеспечивает УК, а ЭМК корректирует работу УК и обеспечивает более точное поддержание заданного уровня напряжения на шинах генератора и форсировку возбуждения при удаленных КЗ, когда ток генератора изменяется недостаточно для работы УК.

Автоматическое регулирование возбуждения с фазовым компаундированием

В АРВ с фазовым компаундированием токи от трансформаторов тока и напряжения суммируются до выпрямления и в обмотку возбуждения возбuditеля подается ток, выпрямленный общим выпрямителем. Выпрямленный ток в этом случае пропорционален току генератора, напряжению на его шинах и фазовому углу между током и напряжением.

Принцип действия фазового компаундирования рассмотрен на упрощенной схеме (рис. 7.15). Основным элементом устройства является

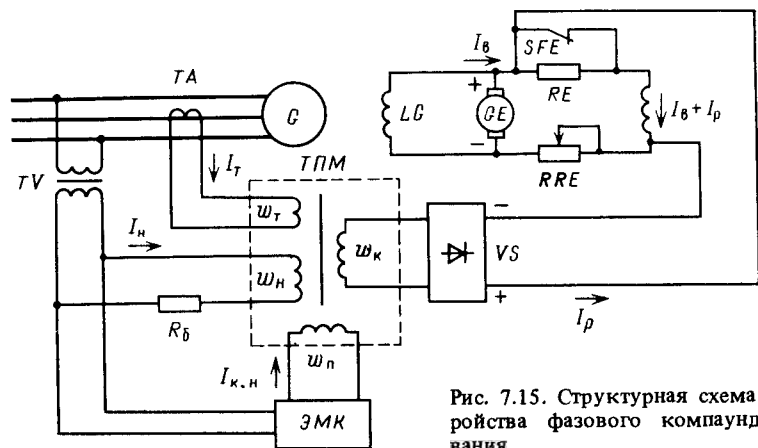


Рис. 7.15. Структурная схема устройства фазового компаундирования

специальный трансформатор с подмагничиванием сердечника ТПМ. На сердечнике этого трансформатора расположены две первичные обмотки тока w_T и напряжения w_H , вторичная обмотка w_K и обмотка подмагничивания w_n .

Магнитный поток обмотки w_T пропорционален току генератора, а обмотки w_H — напряжению на шинах генератора. Поэтому ток во вторичной обмотке w_K пропорционален сумме этих составляющих. Этот ток выпрямляется выпрямителем VS и поступает в обмотку возбуждения возбудителя.

Устройство фазового компаундирования обеспечивает большую точность поддержания напряжения генератора. Однако из-за насыщения стали магнитной системы генератора и возбудителя напряжение генератора не остается постоянным и требует дополнительной корректировки. Коррекция напряжения производится путем подмагничивания трансформатора ТПМ от специального электромагнитного корректора напряжения небольшой мощности ЭМК, который подключен к обмотке подмагничивания w_n трансформатора ТПМ.

Полная принципиальная схема быстродействующего регулятора напряжения с управляемым фазовым компаундированием возбуждения типа РВА-62 приведена на рис. 7.16. Силовой орган регулятора состоит из универсального трансформатора с подмагничиванием ТПМ, автотрансформатора TL , дросселя L и выпрямителя $VS4$. Трансформатор ТПМ имеет четыре обмотки: две первичные питающие (тока T и напряжения H), обмотку подмагничивания Π , к которой подключен выход магнитного усилителя $МУ$, и вторичную обмотку C .

Обмотка T трансформатора ТПМ питается от трансформаторов TA генератора, которые соединяются либо на разность токов двух фаз, либо на сумму токов двух фаз и разность третьей фазы. Обмотка H питается от трансформатора напряжения TV . В результате в сердечнике

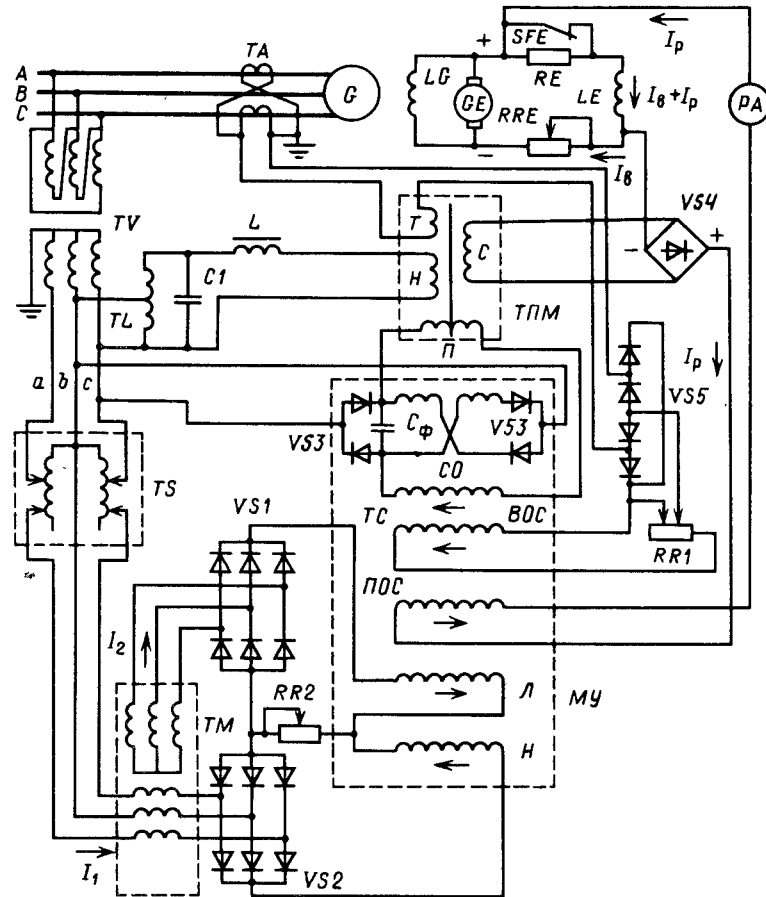


Рис. 7.16. Принципиальная схема быстродействующего АРВ с управляемым фазовым компаундированием возбуждения

трансформатора ТПМ замыкается магнитный поток, равный сумме магнитных потоков, создаваемых первичными обмотками.

Напряжение на обмотку H трансформатора ТПМ подается через повышающий автотрансформатор TL и балластное сопротивление в виде дросселя L . Дроссель имеет большое сопротивление, значительно превышающее сопротивление обмотки H трансформатора ТПМ. Благодаря этому ток в обмотке H почти не зависит от ее сопротивления, которое может изменяться при подмагничивании сердечника трансформатора, и определяется только напряжением U_T .

Линейная зависимость тока в обмотке H от напряжения генератора особенно необходима при его работе на холостом ходу и при малых

нагрузках порядка 10–15% номинальной, когда ток генератора отсутствует или недостаточен и все регулирование возбуждения обеспечивается только за счет тока в обмотке H , т.е. от напряжения генератора.

Ток в обмотке H с последовательно включенным дросселем отстает от приложенного напряжения примерно на угол 60° , что должно учитываться при подборе сочетания фаз токов и напряжений.

Автотрансформатор TL повышает напряжение на дросселе и обмотке H , что дает возможность увеличить сопротивление дросселя для обеспечения линейной зависимости тока в его цепи от напряжения. При более высоком напряжении уменьшается необходимая емкость конденсатора $C1$, который включается для компенсации индуктивного сопротивления обмотки H и снижения нагрузки на трансформатор напряжения. Измерительный орган регулятора выполнен с помощью трехфазного насыщающегося трансформатора TM .

Последовательно с первичной обмоткой этого трансформатора, которая используется как нелинейный элемент, включена через выпрямитель $VS2$ обмотка управления H магнитного усилителя $МУ$. К вторичной обмотке трансформатора TM , которая используется как линейный элемент, подключена через выпрямитель $VS1$ обмотка управления L магнитного усилителя $МУ$. Обмотки H и L включены так, что токи нелинейного и линейного элементов, проходящие в них, создают магнитные потоки, направленные встречно. В остальном принцип работы измерительного органа аналогичен рассмотренному на рис. 7.14. Характеристика измерительного органа имеет вид, приведенный на рис. 7.11, где $I_{л.э}$ соответствует I_2 , а $I_{нл.э} - I_1$.

Магнитный усилитель регулятора $МУ$ имеет на своем сердечнике две силовые обмотки CO с выпрямителями $VS3$ и пять обмоток управления. К основным обмоткам управления L и H подключены выходы линейного и нелинейного элементов измерительного органа. Обмотка BOC , включенная последовательно с обмоткой подмагничивания Π трансформатора $ТПМ$, является обмоткой внутренней обратной связи. Обмотка BOC включена согласно с обмоткой H и встречно с обмоткой L и предназначена для усиления управляющего воздействия измерительного органа на трансформатор фазового компаундирования.

При повышении напряжения генератора ток нелинейного элемента становится больше тока линейного элемента (см. рис. 7.16). Поэтому результирующая МДС обмоток управления L и H совпадает с МДС обмотки BOC , что приводит к резкому возрастанию тока магнитного усилителя, поступающего в обмотку подмагничивания Π трансформатора $ТПМ$. При увеличении подмагничивания трансформатора $ТПМ$ ток от регулятора, поступающий в обмотку возбуждения возбудителя, уменьшается, что приводит к снижению напряжения генератора. Наоборот, при понижении напряжения генератора ниже напряжения U_6 ток линейного элемента превышает ток нелинейного элемента. В этом случае результирующая МДС обмоток управления L и H действует про-

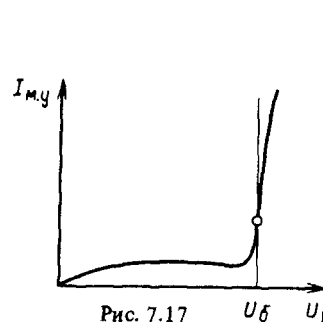


Рис. 7.17. Характеристика магнитного усилителя АРВ по схеме на рис. 7.16

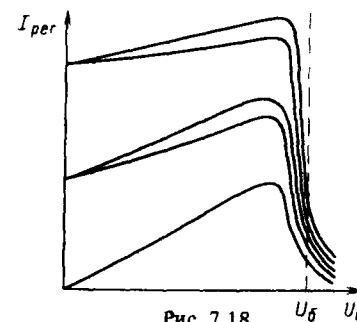


Рис. 7.18. Характеристика зависимости тока выхода АРВ с управляемым фазовым компаундированием от напряжения генератора

Рис. 7.17. Характеристика магнитного усилителя АРВ по схеме на рис. 7.16

Рис. 7.18. Характеристика зависимости тока выхода АРВ с управляемым фазовым компаундированием от напряжения генератора

тив МДС обмотки BOC , что приводит к резкому уменьшению тока магнитного усилителя и соответственно к увеличению тока регулятора.

Характеристика магнитного усилителя, показывающая зависимость тока магнитного усилителя от напряжения на входе регулятора, приведена на рис. 7.17.

Обмотка $ПОС$ является обмоткой положительной обратной связи, повышающей коэффициент усиления магнитного усилителя. Обмотка $ТС$, включенная через выпрямитель $VS5$ последовательно с токовой обмоткой T трансформатора $ТПМ$, предназначена для введения в характеристику регулятора статизма, т.е. зависимости уровня поддерживаемого напряжения от тока генератора, что необходимо для обеспечения заданного распределения реактивной мощности между параллельно работающими генераторами. Регулирующий реостат $RR2$ предназначен для подбора характеристики измерительного органа при наладке регулятора. Установочный автотрансформатор TS имеет то же назначение, что и регулятор, рассмотренный выше.

Характеристики регулятора, показывающие зависимость тока регулятора от напряжения генератора, приведены на рис. 7.18. Нижняя характеристика соответствует холостому ходу, две средние — половинной нагрузке генератора и двум значениям $\cos \varphi$, две верхние — полной нагрузке генератора и также двум значениям $\cos \varphi$. При этом меньшим значениям $\cos \varphi$ при одной и той же нагрузке генератора соответствуют более высокие характеристики.

7.7. УСТРОЙСТВО АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ И ФОРСИРОВКИ ВОЗБУЖДЕНИЯ ДЛЯ ГЕНЕРАТОРОВ С ВЫСОКОЧАСТОТНЫМИ ВОЗБУДИТЕЛЯМИ

Автоматическое регулирование и форсировка возбуждения турбогенераторов серии ТВВ, оснащенных высокочастотными возбудителями, осуществляется с помощью типовых панелей автоматики ЭПА-325 и ЭПА-500.

Панель автоматики, упрощенная схема которой приведена на рис. 7.19, включает в себя: АРВ с измерительным органом ИО, блоком ограничения форсировки БОФ (на рис. 7.19 не показан) и устройством обратной связи ГОС и ЖОС; УБФ и защиту от перегрузки обмотки ротора.

Возбуждение высокочастотного возбудителя GE в нормальном режиме обеспечивается совместным действием двух обмоток возбуждения: основной $LE1$, включенной последовательно с обмоткой ротора, и обмоткой $LE3$, включенной встречно основной обмотке. При этом параметры высокочастотного возбудителя выбраны так, что возбужде-

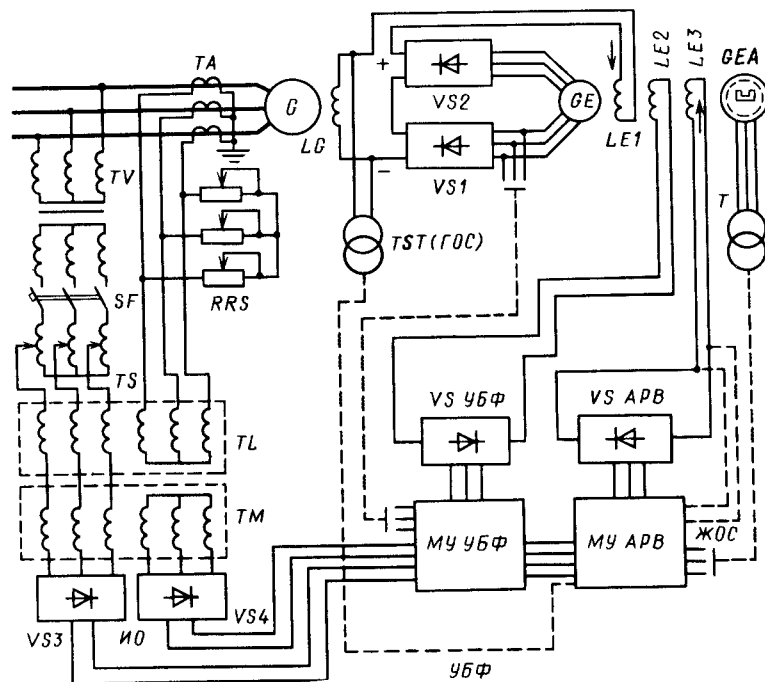


Рис. 7.19. Структурная схема АРВ для генераторов с высокочастотными возбудителями

ние, создаваемое обмоткой $LE1$, превышает возбуждение, необходимое для нормальной работы генератора, а избыток возбуждения компенсируется АРВ, который подает ток в обмотку $LE3$.

В обмотке возбуждения $LE2$, которая включена согласно с основной обмоткой и подключена к УБФ, в нормальном режиме проходит небольшой ток, не оказывающий заметного влияния на возбуждение GE .

Измерительный орган АРВ и УБФ выполнен на принципе сравнения токов линейного и нелинейного элементов аналогично рассмотренному выше и включает в себя трехфазный трансформатор TM с насыщающимся сердечником и выпрямители $VS3$ и $VS4$.

Нелинейным элементом измерительного органа является первичная обмотка трансформатора TM , представляющая собой дроссель, ток в цепи которого изменяется нелинейно при изменении напряжения генератора. Линейным элементом является вторичная обмотка этого же трансформатора, напряжение на которой изменяется линейно.

Токи линейного и нелинейного элементов измерительного органа после их выпрямления выпрямителями $VS3$ и $VS4$ подводятся к управляющим обмоткам магнитных усилителей силового органа АРВ и УБФ, который включает в себя два магнитных усилителя с внутренней обратной связью $МУ АРВ$ и $МУ УБФ$ и два трехфазных выпрямителя $VS АРВ$ и $VS УБФ$.

На сердечниках магнитных усилителей расположены силовые обмотки и по несколько обмоток подмагничивания, с помощью которых производится управление работой этих магнитных усилителей. Питание силовых обмоток магнитных усилителей производится от высокочастотного подвозбудителя GEA . Силовые обмотки магнитных усилителей имеют наибольшее сопротивление при отсутствии подмагничивания, что может быть или при отсутствии токов в обмотках управления, или когда их суммарное подмагничивающее действие мало или равно нулю. В этих условиях токи от силового органа АРВ или УБФ имеют наименьшие значения.

Основное управление магнитными усилителями $МУ АРВ$ и $МУ УБФ$ производится обмотками линейного и нелинейного элементов измерительного органа, которые включены встречно. При этом в $МУ УБФ$ обмотка линейного элемента действует согласно с внутренней обратной связью, а обмотка нелинейного элемента — встречно. В $МУ АРВ$, наоборот, обмотка линейного элемента действует встречно, а обмотка нелинейного элемента — согласно с внутренней обратной связью.

В результате, как видно из характеристик на рис. 7.20, при нормальном напряжении генератора $U_{г.норм}$ ток $I_{АРВ.норм}$, поступающий в обмотку $LE3$, имеет значение, необходимое и достаточное для компенсации избыточного возбуждения, создаваемого обмоткой $LE1$. Ток $I_{УБФ.норм}$, поступающий в обмотку $LE2$, имеет при этом минимальное значение и, как указывалось выше, заметного влияния на возбуждение GE не оказывает.

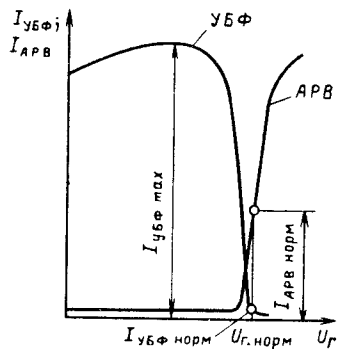


Рис. 7.20. Характеристики зависимости токов выхода АРВ и УБФ от напряжения генератора

При эксплуатационных понижениях напряжения генератора ток $I_{АРВ}$ уменьшается, а ток $I_{УБФ}$ увеличивается. Благодаря этому ток в обмотке $LE3$, направленный в сторону развозбуждения, уменьшается, а ток в обмотке $LE2$, направленный в сторону подвозбуждения, увеличивается, что обеспечивает увеличение тока ротора генератора и восстановление напряжения.

При КЗ, сопровождающихся более глубокими понижениями напряжения, ток выхода АРВ снижается до минимального, а ток выхода УБФ, наоборот, достигает максимального значения, что обеспечивает форсировку возбуждения генератора.

При повышении напряжения ток выхода АРВ резко возрастает, увеличивая развозбуждающее действие обмотки $LE3$, а ток УБФ несколько уменьшается или остается неизменным, что приводит к восстановлению напряжения генератора.

Характеристики измерительного и силового органов настраиваются так, чтобы при понижении напряжения на 5% ток от АРВ снижался до минимального значения, а ток от УБФ возрастал примерно до 80% своего максимального значения. При повышении напряжения на 5% ток АРВ увеличивается до максимума, а ток УБФ снижается до минимального значения.

В регуляторе предусмотрены гибкая ГОС и жесткая ЖОС обратные связи, предназначенные для обеспечения устойчивости процесса автоматического регулирования возбуждения (см. рис. 7.19).

Гибкая обратная связь осуществляется от напряжения ротора через трансформатор стабилизации TST . Первичная обмотка TST подключена на напряжение ротора генератора, а вторичная — к специальной обмотке управления магнитного усилителя $МУ АРВ$. Нормально, когда напряжение ротора неизменно, оно на вторичную обмотку TST не трансформируется и ток в этой обмотке и обмотке управления не проходит. В процессе регулирования, когда под воздействием АРВ и УБФ происходит увеличение или уменьшение напряжения ротора, возникает напряжение на вторичной обмотке TST , под влиянием которого в управляющей обмотке проходит ток, ослабляющий действие АРВ. В результате процесс регулирования становится более устойчивым и протекает без перерегулирования и колебаний.

Жесткая обратная связь осуществляется от напряжения выхода АРВ. Ток, создаваемый этим напряжением в другой специальной управляющей обмотке — $МУ АРВ$, действует в сторону уменьшения крутизны

характеристики АРВ, что также стабилизирует процесс автоматического регулирования.

Для ограничения перегрузки обмотки ротора и полупроводниковых выпрямителей, которые выпрямляют напряжение высокочастотного возбудителя GE , панель автоматики включает в себя специальный блок ограничения форсировки (БОФ) (на схеме на рис. 7.19 не показан). Блок ограничения форсировки работает аналогично электромагнитному корректору. Измерительный блок, включающий в себя линейный и нелинейный элементы, подключается к одной из обмоток переменного тока высокочастотного возбудителя GE , а силовой орган подключен к специальным управляющим обмоткам $МУ АРВ$ и $МУ УБФ$.

В диапазоне напряжений GE , при которых ток ротора генератора не превышает допустимых значений, ток на выходе БОФ имеет минимальное значение. Если же при форсировке возбуждения напряжение GE возрастает до значений, при которых ток ротора превысит допустимую кратность к минимальному току, ток на выходе БОФ также резко возрастает и, проходя по управляющим обмоткам магнитных усилителей, будет препятствовать недопустимому повышению напряжения на GE .

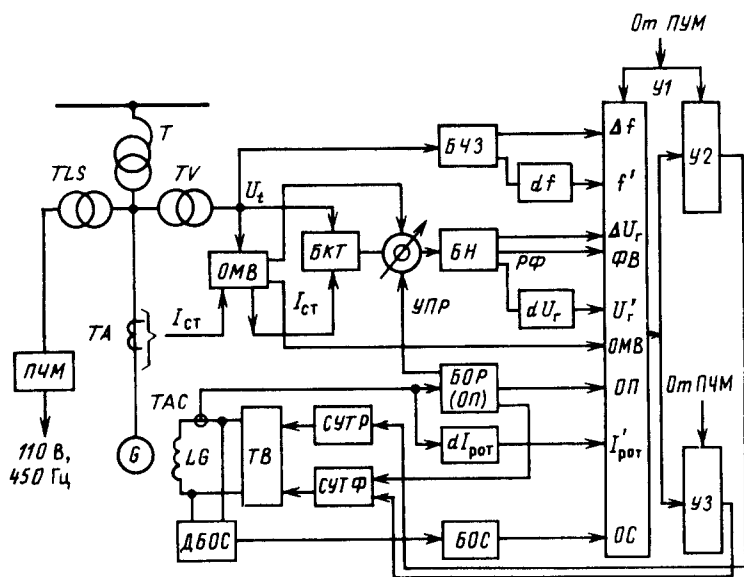
Длительная перегрузка, опасная для обмотки ротора генератора, а также для выпрямительных мостов, может возникнуть не только при форсировке возбуждения, но также из-за разных неисправностей элементов регулятора и его цепей. Поэтому для ограничения перегрузки в этих случаях предусмотрена специальная защита, которая действует на развозбуждение генератора при длительном повышении напряжения на высокочастотном возбудителе.

Реле напряжения, срабатывающее при повышении напряжения на якоре возбудителя до $(1,5-1,7) U_{в.ном}$, запускает реле времени, которое с выдержкой времени 14–16 с замыкает цепь обмотки дополнительного подмагничивания сердечника измерительного трансформатора устройства расфорсировки возбуждения возбудителя, в результате чего резко изменяются выпрямленные токи выходов магнитных усилителей $МУ АРВ$ и $МУ УБФ$ (см. рис. 7.19). При этом ток в обмотке $LE3$ увеличивается, а ток в обмотке $LE2$ снижается. В результате напряжение возбудителя должно снизиться до $(0,8-1) U_{в.ном}$, что приведет к снижению напряжения на статоре генератора.

7.8. АВТОМАТИЧЕСКИЕ РЕГУЛЯТОРЫ ВОЗБУЖДЕНИЯ СИЛЬНОГО ДЕЙСТВИЯ

Автоматические регуляторы возбуждения сильного действия (АРВ СД) применяются для повышения устойчивости параллельной работы турбо- и гидрогенераторов электростанций, связанных с энергосистемой протяженными и сильно загруженными линиями электропередачи. Повышение устойчивости достигается тем, что АРВ СД оказывают

форсировку возбуждения и развозбуждение генератора;



130

5*

Канал регулирования по скорости изменения тока ротора генератора $I'_{\text{рот}}$ образуется дифференцирующим устройством $dI'_{\text{рот}}$, к которому подводится ток ротора генератора от трансформатора тока постоянного тока ТАС. Сигнал $dI'_{\text{рот}}$ подается на суммирующий усилитель У1.

Выбор каналов регулирования коэффициентов усиления по каждому из них является сложной задачей, решение которой в существенной степени зависит от параметров и характеристик энергосистемы, в которой работает синхронный генератор, и требует рассмотрения установившихся режимов и переходных процессов энергосистемы в целом. При этом производится определение:

значений параметров канала регулирования по отклонению напряжения ΔU_T , обеспечивающих заданную точность поддержания напряжения в различных режимах работы синхронного генератора;

типа и параметров каналов стабилизации ($U'_T, \Delta f, f', I'_{\text{рот}}$), обеспечивающих статическую устойчивость и заданные показатели качества переходных процессов при малых отклонениях от исходного установившегося режима;

параметров устройства форсировки, улучшающих динамическую устойчивость.

Для стабилизации процесса регулирования возбуждения генератора в АРВ СД применена обратная связь по скорости изменения напряжения ротора генератора. Напряжение ротора генератора через делитель напряжения ДБОС подводится к блоку обратной связи БОС, который по своим выходным цепям воздействует на суммирующий усилитель У1.

Суммирующий магнитный усилитель У1 производит суммирование и усиление всех сигналов, поступающих на его вход. Суммарный сигнал с его выхода поступает на операционные усилители У2 и У3, которые воздействуют на системы управления рабочей и форсировочной групп тиристорных выпрямителей возбуждения генератора СУТ Р и СУТ Ф.

Питание магнитных усилителей У1, У2 и У3, а также блока БЧЗ осуществляется от магнитного преобразователя частоты ПЧМ, на вход которого подается напряжение от трансформатора собственных нужд ТЛС, а с выхода снимается напряжение 110 В, 450 Гц.

Микропроцессорный автоматический регулятор возбуждения сильного действия. В ВЭИ им. В.И. Ленина разработан микропроцессорный регулятор возбуждения сильного действия АРВ СДМ для турбо- и гидрогенераторов электростанций. Создание АРВ СДМ (пришедшего на смену регуляторам аппаратного типа АРВ СД и АРВ СДП) было вызвано необходимостью дальнейшего совершенствования регуляторов по пути усложнения алгоритмов управления, увеличения объема выполняемых функций, повышения точности регулирования, создания адаптивных систем управления, перестраивающихся при изменении условий работы генератора в энергосистеме.

Основными функциями АРВ СДМ являются те же, что и рассмотренного выше АРВ СД: поддержание с заданным статизмом напря-

жения на шинах; обеспечение максимальных пределов статической и динамической устойчивости электропередачи; улучшение демпфирования послеаварийных качаний за счет применения закона сильного регулирования, предусматривающего формирование управляющего воздействия по отклонению и производным регулируемых параметров; ограничение режимных параметров генератора (токов ротора и статора с высокой точностью и быстродействием; подгонка уставки АРВ по напряжению при включении машины в сеть методом точной синхронизации и самосинхронизации; разгрузка синхронной машины по реактивной мощности перед ее отключением от сети и т.д.); индикация состояния системы регулирования возбуждения и настроечных параметров регулятора, сигнализация неисправностей, диагностика отказов, сокращающие время наладки и настройки АРВ как на заводе-изготовителе, так и на электростанции.

Наряду с лучшими характеристиками и функциональными возможностями регулятора применение микроЭВМ позволяет резко снизить объем специализированной аппаратуры и упростить ее за счет использования серийных устройств. Расширение объема выполняемых функций, модификацию алгоритмов применительно к конкретным условиям эксплуатации практически осуществляют без переработки аппаратуры, только путем изменения программ. Повышается надежность вследствие снижения числа компонентов и их соединений, применения резервирования. Сокращается время восстановления благодаря использованию методов самодиагностики.

Комплекс технических средств АРВ СДМ (рис. 7.22) содержит: управляющий вычислительный комплекс повышенной надежности УВК, устройства связи с объектом УСО, систему питания СП, пульт контроля и управления ПКУ. В состав УВК входят: две микроЭВМ типа В-7 с ОЗУ 32 кбайт, ППЗУ 32 кбайт, модулями ввода-вывода параллельного и последовательного интерфейса, аналого-цифровыми и цифро-аналоговыми преобразователями (АЦП и ЦАП), схемами прерывания, аппаратурой, обеспечивающей коммутацию выходных сигналов микроЭВМ. Одна микроЭВМ является рабочей, вторая находится в горячем резерве. Регулятор имеет развитую систему программно-аппаратного контроля микроЭВМ, УСО и СП. Информация о неисправности микроЭВМ и их блоков питания сосредоточивается в блоках контроля БК. Последние формируют результирующие сигналы неисправности, поступающие на входы блока коммутации выходных логических и аналоговых сигналов микроЭВМ БКМ. На другие входы БКМ подаются сигналы о неисправности УСО. В зависимости от характера неисправности производится либо перевод управления на резервную микроЭВМ, либо отключение АРВ.

В состав входного УСО1 входят блоки ввода и обработки аналоговых сигналов от трансформаторов напряжения и тока, а также дискретных логических сигналов. Блоки имеют гальваническую развязку:

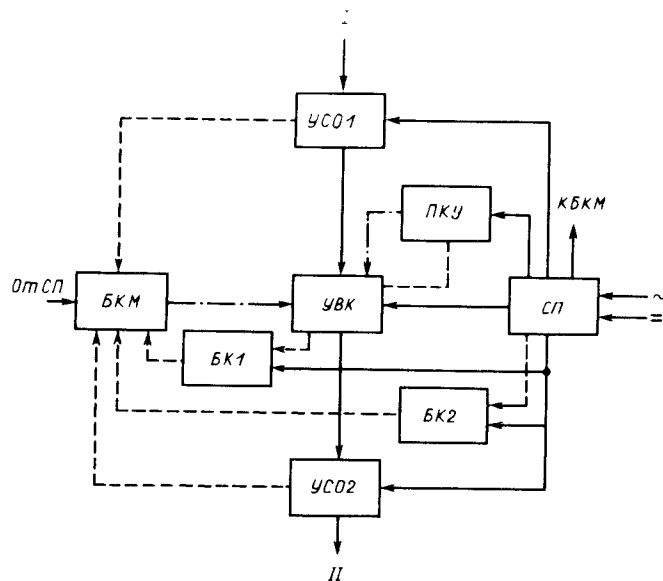


Рис. 7.22. Структурная схема технических средств микропроцессорного АРВ сильного действия:

I — от трансформаторов напряжения и тока и цепей ротора генератора; II — выходные цепи от АРВ к системам управления тиристорами; — — — — — рабочие цепи; - - - - - цепи контроля; ······ — цепи управления работой УК

аналоговые с помощью трансформаторов, дискретные — с помощью герконовых реле. Токковые сигналы преобразуются в потенциальные с помощью шунтов. Подавление помех во входных блоках осуществляется с помощью фильтров. Выходное УС02 содержит блоки выходных дискретных сигналов на базе герконовых реле и блоки вывода управляющих аналоговых воздействий, обеспечивающие гальваническую развязку и усиление выходных сигналов регулятора.

Система питания обеспечивает гарантированное электропитание УК, УС01 и других блоков: нормально — от сети собственных нужд 380 В переменного тока, при нарушении основного питания — от оперативного постоянного тока 220 В через инвертор.

Пульт контроля и управления позволяет задавать режим и контролировать работу регулятора, корректировать его уставки.

Для регулятора возбуждения принят закон регулирования, аналогичный применяемому в регуляторах АРВ СД и АРВ СДП. Регулирование возбуждения производится по отклонению и производной напряжения, изменению и производной частоты, по производной тока ротора.

Диапазоны изменения коэффициентов регулирования расширены по сравнению с предшествующими регуляторами и установлены следующими: по отклонению напряжения — 15–100 ед. возб./ед. напр.; по производной напряжения — 0–10 ед. возб. · с/ед. напр.; по изменению частоты — 10–30 ед. возб./Гц; по производной частоты — 0–10 ед. возб. · с/Гц; по производной тока ротора — 0–2 ед. возб. · с/ед. тока. За относительные единицы приняты соответствующие номинальные значения.

Компенсация сопротивления повышающего трансформатора и стабилизация распределения реактивных нагрузок синхронных машин, объединенных на уровне генераторного напряжения, выполняются программно. Производные режимных параметров рассчитываются по специальному алгоритму, осуществляющему дифференцирование со сглаживанием.

Комплекс программного обеспечения является системой реального времени и включает: программу начального пуска, программу "Диспетчер", программы измерения режимных параметров, обработки сбоев, контроля исправности регулятора, связи с оператором через ПКУ и функциональные программы регулятора. Кроме того, имеются комплекс программ для наладки регулятора и выполняемый на отдельной ЭВМ комплекс записи и контроля исходных данных в ППЗУ ЭВМ. Регулятор выпускается заводом "Электропульт" в виде шкафа, оснащенного принудительной системой вентиляции и специальной подвеской микроЭВМ для снижения влияния вибрации.

7.9. АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПЯЖЕНИЯ НА ШИНАХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Параллельная работа генераторов на общие шины

Регулирование напряжения может производиться по а статической и статической характеристикам (см. рис. 1.3).

Астатическую характеристику имеют АРВ, измерительные органы которых включены только на напряжение генератора. Такие АРВ обеспечивают постоянство напряжения на шинах генератора, но при параллельной работе на общие шины двух и более генераторов возникает неопределенность в распределении между генераторами реактивной мощности. Статические характеристики имеют АРВ, измерительные органы которых включены не только на напряжение, но и на ток генератора.

В этом случае (рис. 7.23) если, например, два генератора работают параллельно на общие шины и имеют одинаковые характеристики, то при исходном напряжении U_1 оба будут загружены одинаковой реактивной мощностью, пропорциональной току ротора (I_{p1} и I_{p2}). Если теперь напряжение понизится и станет равным U_2 , то оба генератора увеличат

загрузку реактивной мощностью до значения, пропорционального I_{p1}, I_{p2} , и будут поддерживать новый уровень напряжения.

В случае неодинаковых характеристик АРВ параллельно работающих генераторов каждый из них также будет загружен вполне определенной реактивной мощностью.

Существуют различные способы создания статизма по реактивному току (мощности) генератора. Так, если измерительный орган АРВ включен на одно из междофазных напряжений, например U_{BC} (рис. 7.24), то для введения статизма, т.е. зависимости от реактивного тока генератора, последовательно в цепь напряжения включается резистор $R_{ст}$, к которому подводится ток от трансформатора тока фазы А. При этом направление тока I_A должно быть таким, чтобы падение напряжения от тока I_A в резисторе $R_{ст}$ совпадало по фазе с напряжением U_{BC} . При выполнении этого условия напряжение, подводимое к АРВ, будет равно

$$U_{АРВ} = U_{BC} + I_A R_{ст},$$

где I_A — реактивная составляющая тока I_A .

Из приведенного выражения видно, что при увеличении тока I_A напряжение, подводимое к АРВ, увеличивается. Это воспринимается измерительным органом как повышение напряжения, и АРВ действует в сторону его понижения. Таким образом, обеспечивается зависимость регулируемого напряжения от реактивного тока генератора, т.е. работа по статической характеристике.

В случае, если к измерительному органу АРВ подводится трехфазное напряжение, как, например, у регулятора, приведенного на рис. 7.19, статизм характеристики также создается подачей в цепь измерительного органа напряжения, пропорционального реактивной составляющей тока статора генератора. Для этого падение напряжения от вторичного тока статора генератора на резисторах $R_{ст}$ подается

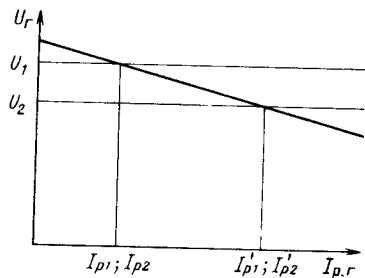


Рис. 7.23. Распределение реактивной мощности между параллельно включенными генераторами при регулировании возбуждения по статическим характеристикам

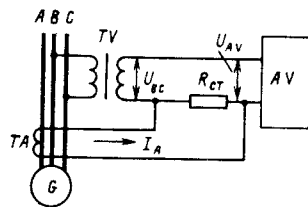


Рис. 7.24. Способ создания статизма при регулировании напряжения

через промежуточный трансформатор TL в цепь нелинейного элемента измерительного органа.

Результирующее напряжение на первичной обмотке трансформатора TM , являющейся нелинейным элементом, составит

$$U_{н.э} = U_{TV} + \Delta U,$$

где U_{TV} — напряжение от трансформатора напряжения генератора; ΔU — напряжение на вторичной обмотке трансформатора TL , пропорциональное падению напряжения от реактивного тока на резисторе $R_{ст}$.

Для создания статизма по реактивной составляющей тока статора генератора направление вектора падения напряжения ΔU должно быть таким, чтобы при чисто реактивной нагрузке генератора оно совпадало с направлением вектора U_{TV} . Это достигается соответствующим подбором группы соединения обмоток TV , TA и TL и необходимым сочетанием фаз тока и напряжения.

При работе генератора в блоке с трансформатором или автотрансформатором к АРВ обычно подводится напряжение от трансформатора напряжения генератора. Поэтому при астатической характеристике АРВ он поддерживает постоянным напряжение на выводах генератора. При необходимости обеспечить постоянство напряжения на шинах электростанции применяется компенсация реактивного сопротивления трансформатора. Для случая, когда АРВ включается на одно междофазное напряжение, компенсация выполняется также по схеме на рис. 7.24, но ток от трансформатора тока подается с обратной полярностью.

При параллельной работе энергоблоков генератор — трансформатор на общие шины высшего напряжения с индивидуальными АРВ, имеющими астатические характеристики, реактивная нагрузка электростанции распределяется между генераторами обратно пропорционально реактивным сопротивлениям трансформаторов.

Если параллельно работают одинаковые энергоблоки, то реактивная нагрузка распределится между ними поровну. Таким образом, при параллельной работе энергоблоков на общие шины высшего напряжения дополнительных средств стабилизации не требуется.

Групповое управление возбуждением генератора

Устройства группового управления возбуждением генераторов используются на многоагрегатных электростанциях для одновременного изменения уставок АРВ (рис. 7.25). При наличии на каждом генераторе индивидуального АРВ применяются две схемы группового управления.

В схеме на рис. 7.25, а уставки всех регуляторов изменяются ключом управления SA синхронно с помощью двигателя M , на валу которого укреплены движки установочных реостатов RRS . В схеме на

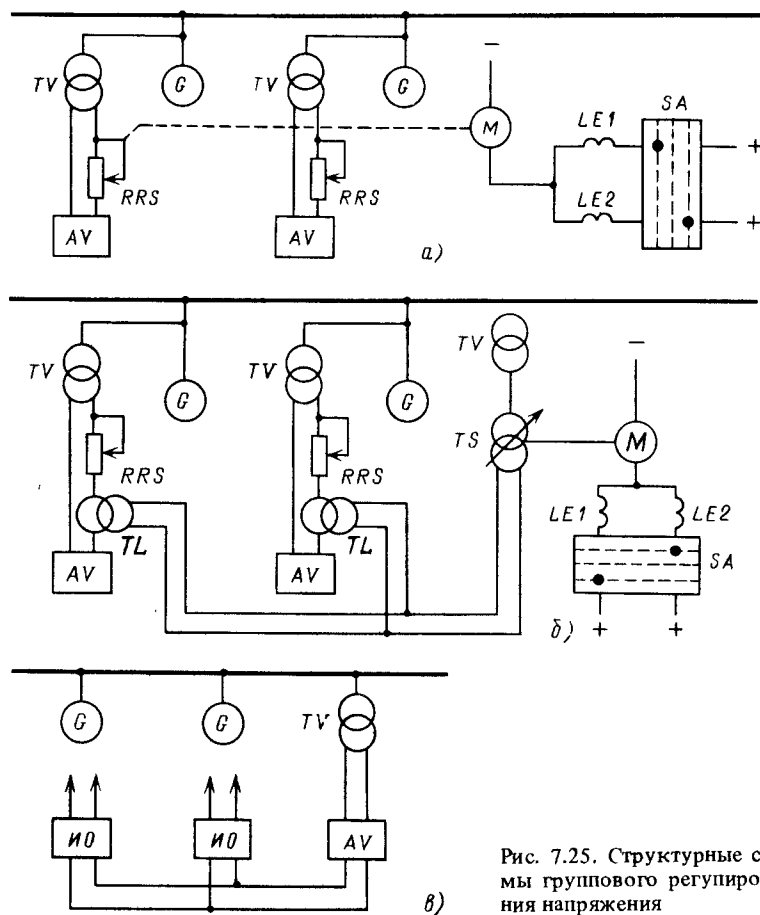


Рис. 7.25. Структурные схемы группового регулирования напряжения

рис. 7.25, б изменение уставки регуляторов возбуждения обеспечивается введением дополнительной ЭДС от вспомогательных трансформаторов *TL*, которые питаются от одного общего установочного трансформатора *TS*.

Другим принципиально отличным способом группового управления является применение центрального АРВ. На каждом генераторе устанавливаются индивидуальные устройства компаундирования и устройства быстродействующей форсировки возбуждения, а регулирование напряжения производится общим центральным устройством *AV*, которое воздействует на возбуждение всех генераторов одновременно через индивидуальные исполнительные органы *ИО* (рис. 7.25, в).

Институтом "Энергосетьпроект" разработана микропроцессорная система группового регулирования напряжения (ГРН-М). Система пред-

назначена для автоматического поддержания заданного уровня напряжения на шинах электростанции путем воздействия на установочные устройства АРВ генераторов. Распределение управляющих воздействий между генераторами осуществляется: в основном режиме — по равенству токов роторов, в режиме минимального возбуждения — по равенству реактивных нагрузок с коррекцией по активной мощности. В процессе регулирования осуществляется пассивное ограничение токов роторов по верхнему и нижнему пределам. Основными преимуществами микропроцессорного ГРН-М являются: адаптивность к изменениям первичной схемы электростанции и внешних параметров сети, а также возможность расширения функций.

Основу комплекса технических средств ГРН-М (рис. 7.26) составляют две микроЭВМ "Электроника-60" с двумя комплектами входных *УСО1* и выходных *УСО2* устройств сопряжения с объектом управления. Кроме того, в состав комплекса входят органы контроля и управления: ключи ввода ГРН-М в работу и регулирования его уставки по напряжению, лампы сигнализации подключения генераторов к ГРН-М, цифровые приборы, показывающие текущее и заданное напряжения на шинах.

Значения номинальных токов роторов генераторов задаются с помощью специальных тумблеров, размещенных на шкафу ГРН-М. Проверка исправности и настройка ГРН-М осуществляется с помощью дисплея.

Предусмотрены одно- и двухмашинный режимы работы ГРН-М. При двухмашинном режиме обе ЭВМ осуществляют одновременный прием информации от датчиков (напряжения на шинах электростанции, токов роторов и статоров генераторов, напряжений статоров, активных и реактивных мощностей генераторов, сигналов для анализа первичной схемы электростанции и др.), ее обработку и расчет управляющих воздействий. Каждая микроЭВМ пересылает значения рассчитанных ею управляющих воздействий в соседнюю машину, где производится их сравнение. При совпадении значений управляющих воздействий рабочая микроЭВМ (назначенная оператором) осуществляет управление выходными реле своего УСО. При несовпадении осуществляется самотестирование микроЭВМ. Если тестирование выявляет

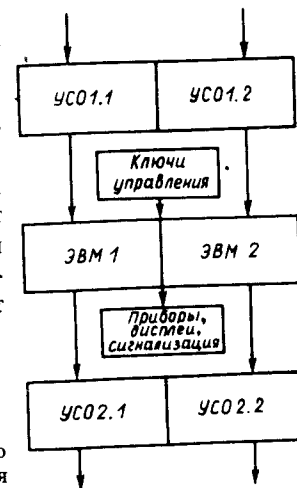


Рис. 7.26. Структурная схема микропроцессорного устройства группового регулирования напряжения

отказ одной из микроЭВМ, комплекс переходит в одномашинный режим. В том случае, когда тестирование не выявляет отказавшей микроЭВМ, работа ГРН-М блокируется, о чем выдается сигнал оперативному персоналу. Предусмотрена возможность телеуправления уставкой ГРН-М, а также задание графика напряжения.

Институтом "Энергосетьпроект" разработаны и внедрены в эксплуатацию на ряде ГЭС и ГРЭС централизованные системы регулирования напряжения и распределения между агрегатами реактивной мощности на базе программируемых контроллеров Ломиконт и Ремиконт.

Вопросы для самопроверки

1. Перечислите основные виды систем возбуждения синхронных генераторов.
2. Каково назначение АРВ?
3. Какие виды АРВ Вы знаете?
4. Каковы назначение УБФ, область применения, достоинства и недостатки?
5. Что такое устройство компаундирования? Какие достоинства и недостатки имеет это устройство?
6. Каково назначение электромагнитного корректора напряжения?
7. Чем отличается фазовое компаундирование от компаундирования полным током?
8. Назовите особенности АРВ сильного действия.
9. Каково назначение устройств группового регулирования возбуждения?

Глава восьмая

АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ И АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

8.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Частота переменного электрического тока является одним из главных показателей качества электрической энергии, вырабатываемой генераторами электростанций и поставляемой потребителям. От частоты переменного тока зависит частота вращения электродвигателей, а следовательно, и производительность вращаемых ими механизмов (станков, насосов, вентиляторов и т.д.). При понижении частоты их производительность понижается. Повышение же частоты приводит к перерасходу электроэнергии. Таким образом, всякое отклонение частоты от номинального значения наносит ущерб народному хозяйству. Поэтому, а также по ряду других важных причин частота переменного тока нормируется.

Номинальное значение частоты переменного тока составляет 50 Гц. Допустимое отклонение от номинального значения составляет $\pm 0,1$ Гц. Допускается кратковременная работа с отклонением $\pm 0,2$ Гц.

Выработка и потребление активной мощности (далее везде слово "активная" опускается) происходит одновременно. Поэтому в нормальном режиме мощность, вырабатываемая генераторами электростанций, P_{Γ} должна быть равна сумме мощности, потребляемой нагрузкой потребителей, $P_{п.н}$ и мощности, расходуемой на потери в проводах линий электропередачи и других элементах электрической сети, $P_{п.с}$, т.е.

$$P_{\Gamma} = P_{п.н} + P_{п.с},$$

где $P_{п.н} + P_{п.с} = P_{\Sigma}$ — суммарная нагрузка на генераторы и, следовательно,

$$P_{\Gamma} = P_{\Sigma}. \quad (8.1)$$

Равенство (8.1) определяет условие баланса выработки и потребления мощности, при соблюдении которого частота остается неизменной. Однако нагрузка энергосистемы, которая в каждый момент времени зависит от количества включенных потребителей и их загрузки, практически не остается постоянной, а непрерывно изменяется, что приводит к нарушению баланса (8.1).

Пример изменения нагрузки в энергосистеме в течение суток характеризуется графиком, приведенным на рис. 8.1. Из графика видно, что в утренние и особенно в вечерние часы нагрузка достигает максимальных, а в ночные часы, наоборот, минимальных значений. При этом разница между этими значениями может составлять 30–50%. В таких условиях поддержание номинальной частоты в энергосистеме требует соответствующего и своевременного изменения мощности генераторов электростанций.

График суммарного электропотребления заранее не известен, он может лишь более или менее точно прогнозироваться. Действительный график нагрузки всегда несколько отличается от прогнозируемого. Обобщение статистических данных, применение математических методов позволяют повысить точность прогнозов и существенно снизить эти отклонения.

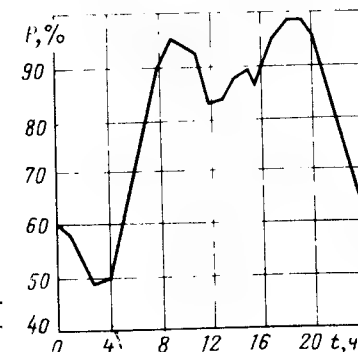


Рис. 8.1. Примерный суточный график изменения нагрузки энергосистемы (зимний рабочий день)

С помощью ЭВМ на диспетчерских пунктах ежедневно осуществляется оптимизация распределения запрогнозированного графика нагрузки между работающими электростанциями, чтобы обеспечить электроснабжение потребителей с наименьшим суммарным расходом топлива или с наименьшими суммарными затратами на топливо.

В случае совпадения фактического и прогнозируемого графиков электропотребления точное выполнение заданных электростанциям графиков нагрузки обеспечивает поддержание баланса мощности при нормальном уровне частоты в энергосистеме. Однако на самом деле частота в энергосистеме не остается постоянной. Причины этого в следующем:

1) фактический график электропотребления в силу ряда причин всегда несколько отличается от прогнозируемого;

2) график рассчитывается для конечных интервалов времени, обычно часовых, нагрузка же потребителей изменяется непрерывно. Следовательно, внутри интервалов неизбежны несовпадения;

3) нагрузка электростанций в соответствии с заданным графиком может быть изменена лишь с определенной скоростью, обусловленной технологическими особенностями современных электростанций. В периоды резких изменений электропотребления (утренние и вечерние часы) отдельные электростанции не успевают изменять нагрузку с той же скоростью, с которой изменяется нагрузка потребителей, что служит причиной временных нарушений баланса.

Влияние на фактический график электропотребления этих факторов иллюстрируется рис. 8.2;

4) суммарная мощность как потребителей, так и генераторов электростанций в любой момент может измениться в силу непредвиденных обстоятельств (аварийные отключения линий электропередачи, трансформаторов, генераторов).

Таким образом, в отдельные периоды отклонения частоты могут быть существенными, в особенности они возрастают в часы переменной части графика электропотребления. Для поддержания частоты с требуемой точностью необходимо постоянно устранять отклонения частоты, обусловленные отклонением потребляемой или генерируемой мощности от запланированного графика нагрузки.

Задача регулирования нагрузки не ограничивается поддержанием уровня частоты энергосистемы в целом, поскольку узлы генерации и потребления рассредоточены по территории энергосистемы неравномерно. При этом связь между узлами (энергорайонами) осуществляется по линиям электропередачи, пропускная способность которых ограничена, что обуславливает необходимость регулирования потоков по линиям связи, имеющим ограниченную пропускную способность.

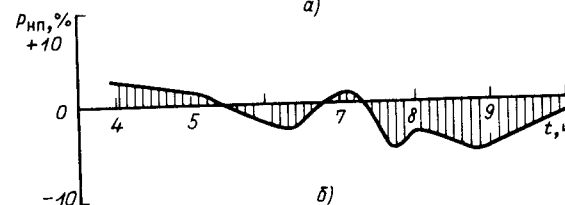
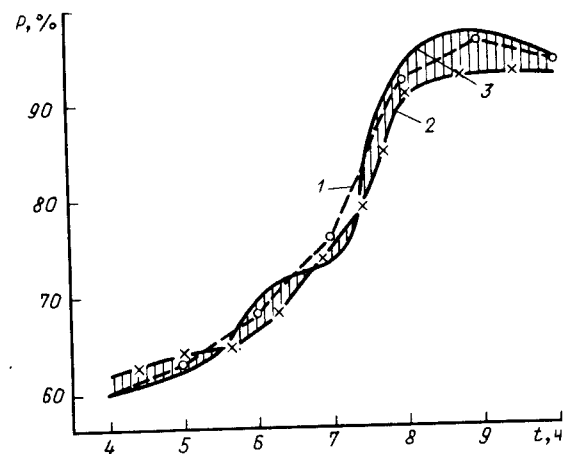


Рис. 8.2. Утренний подъем нагрузки энергосистемы:

а — графики суммарной мощности, заданной генераторам (1), фактическая мощность генераторов ΣP (2) и фактическое электропотребление $\Sigma P_{\text{п}}$ (3); б — внеплановая мощность энергосистемы $P_{\text{нп}} = \Sigma P_{\text{Г}} - \Sigma P_{\text{п}}$

8.2. ПЕРВИЧНЫЕ РЕГУЛЯТОРЫ ЧАСТОТЫ ВРАЩЕНИЯ ТУРБИН

В начальный период развития энергосистем поддержание частоты на определенном уровне возлагалось на центробежные регуляторы частоты вращения (РЧВ), которыми снабжаются все тепловые и гидравлические турбины. Эти регуляторы получили наименование **п е р в и ч н ы х р е г у л я т о р о в**. Принцип устройства одного из типов РЧВ показан на рис. 8.3.

Измерительным органом РЧВ является центробежный маятник 1, вращаемый ротором турбины или синхронным электродвигателем, который питается напряжением от специального измерительного генератора, связанного с валом турбины. При уменьшении частоты вращения и понижении частоты сети шары маятника опускаются и его муфта из положения А перемещается в положение А₁. При этом рычаг АВ, поворачиваясь относительно точки В, опускает шарнир Б в положение Б₁ и поворачивает рычаг ГЕ относительно точки Г. В результате перемеща-

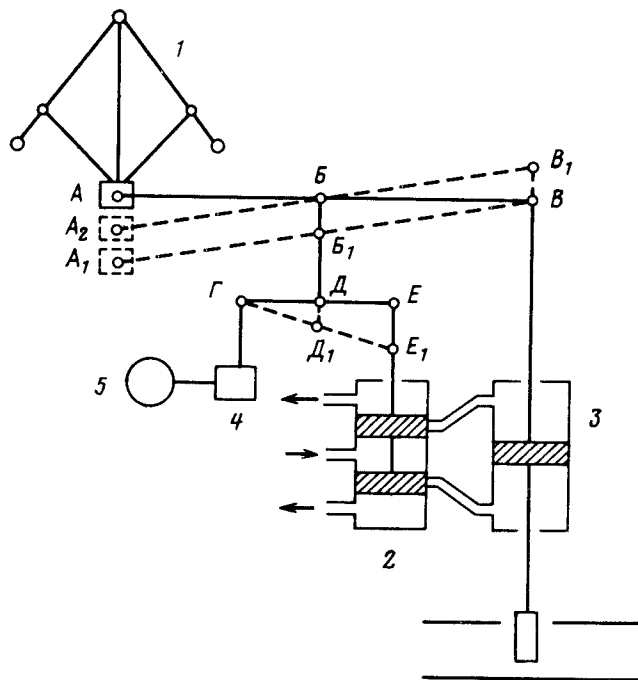


Рис. 8.3. Принципы устройства и действия первичного регулятора частоты вращения

ется вниз поршень золотника 2 и масло под давлением поступает под поршень масляного двигателя 3. Поршень поднимается и увеличивает впуск пара (или воды) в турбину, что приводит к увеличению частоты вращения и перемещению муфты маятника в положение A_2 .

Одновременно рычаг AB , поворачиваясь относительно точки A_2 , поднимает шарнир B , а также точки D и E рычага GE в прежнее положение, что приводит к закрытию золотника и прекращению процесса регулирования. Новому положению поршня масляного двигателя 3 и соответственно новому положению муфты в точке A_2 соответствует меньшая, чем была, частота вращения маятника 1, а следовательно, и ротора турбины. Таким образом, рассмотренный РЧВ компенсирует возросшую нагрузку турбины увеличением впуска пара (или воды), но не возвращает частоту вращения турбины к первоначальному значению. Такие РЧВ называются статическими (см. § 8.3).

Для восстановления номинального значения частоты вращения в РЧВ, а также для ручного управления турбиной предусмотрен специальный механизм управления турбиной (МУТ) (блок 4 на рис. 8.3), с помощью которого можно изменять положение точки G . Так, при перемещении

точки G вверх рычаг GE повернется относительно точки D и опустит поршень золотника 2. При этом масляный двигатель 3 увеличит впуск пара (или воды), частота вращения турбины увеличится и муфта маятника вернется в исходное положение A . Механизм управления турбиной имеет дистанционное управление с помощью электродвигателя 5.

Наряду с рассмотренными имеются РЧВ, которые возвращают частоту вращения турбины к первоначальному значению. Такие РЧВ называются астатическими (см. § 8.3).

8.3. ХАРАКТЕРИСТИКИ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ ВРАЩЕНИЯ ТУРБИН И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТОТЫ СЕТИ

Первичные регуляторы частоты вращения, а также вторичные регуляторы частоты сети (см. ниже) могут иметь характеристики регулирования двух типов: астатическую и статическую (см. гл. 1).

Регулятор, имеющий астатическую характеристику, поддерживает частоту вращения n или частоту сети f неизменной при изменении нагрузки генератора от холостого хода до номинальной (прямая 2 на рис. 1.3), что является положительным свойством регулирования по астатической характеристике. Недостатком же этого вида регулирования является невозможность параллельной работы нескольких генераторов из-за неопределенности в распределении нагрузки между ними.

Так, если параллельно работают два генератора с астатическими РЧВ и при номинальной частоте они имеют определенную загрузку, то при понижении частоты оба регулятора начнут загружать свои генераторы, стремясь восстановить частоту. При этом они будут загружаться совершенно произвольно, и может даже оказаться, что генератор, регулятор которого оказался более чувствительным, воспримет всю дополнительную нагрузку, а второй не загрузится совсем или начнет загружаться только тогда, когда нагрузка первого генератора достигнет максимальной, а частота еще не восстановится.

Регулятор, имеющий статическую характеристику, поддерживает такую частоту вращения (электрическую частоту), которая по характеристике регулятора соответствует данному значению нагрузки генератора.

Применение РЧВ со статическими характеристиками в случае параллельной работы нескольких генераторов обеспечивает их устойчивую работу и заданное распределение нагрузки между ними.

Так, если при частоте f_1 (рис. 8.4) два генератора работали параллельно и по своим характеристикам несли нагрузку P_1 и P_2 , то при понижении частоты до значения f_2 каждый генератор загрузится до вполне определенной величины P'_1 и P'_2 соответственно. Изменяя наклон характеристик РЧВ, можно обеспечить необходимое долевое участие генераторов в регулировании нагрузки электростанции. Рассмотренная особен-

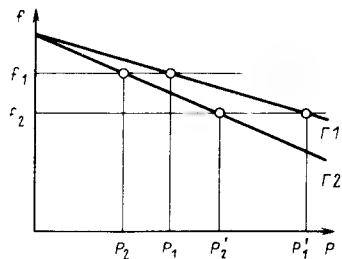


Рис. 8.4. Распределение нагрузки между параллельно работающими агрегатами, оснащенными РЧВ со статическими характеристиками

ность является положительным свойством регулирования по статическим характеристикам. Недостатком же работы по статическим характеристикам является невозможность поддержания неизменной частоты.

Отклонение частоты сети от номинального значения зависит от коэффициента статизма регулятора, который определяется как отношение изменения частоты сети к изменению нагрузки, Гц/МВт:

$$k_c = \frac{f_1 - f_2}{P_1 - P_2}, \quad (8.2)$$

где f_1 — начальная частота сети; f_2 — конечная частота сети; P_1 — начальная нагрузка генератора; P_2 — конечная нагрузка генератора.

Обозначая $P_1 - P_2 = \Delta P$ и $f_1 - f_2 = \Delta f$, получаем

$$k_c = \frac{\Delta f}{\Delta P}, \quad (8.2a)$$

или, выражая коэффициент статизма в относительных единицах (относительно номинальной частоты сети f_0 и номинальной мощности генератора P_0),

$$k_c = \frac{\frac{\Delta f}{f_0}}{\frac{\Delta P}{P_0}} = \frac{\Delta f}{f_0} \frac{P_0}{\Delta P}, \quad (8.3)$$

или в процентах

$$k_c \% = \frac{\Delta f}{f_0} \frac{P_0}{\Delta P} 100. \quad (8.4)$$

Коэффициент статизма часто характеризуют обратной величиной, МВт/Гц:

$$k_{\text{ч}} = \frac{1}{k_c} = \frac{\Delta P}{\Delta f}, \quad (8.5)$$

или

$$k_{\text{ч}} = \frac{P_0}{k_c \%} \frac{100}{f_0},$$

или окончательно

$$k_{\text{ч}} = \frac{2 P_0}{k_c \%}, \quad (8.5a)$$

так как $f_0 = 50$ Гц. Величину $k_{\text{ч}}$ называют крутизной частотной характеристики.

8.4. СПОСОБЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Регулирование частоты первичными регуляторами частоты вращения турбин

Этот способ является простейшим. Частоту регулируют все генераторы электростанций энергосистемы, оснащенные РЧВ со статическими характеристиками.

Зная, что коэффициент статизма РЧВ составляет примерно 6% (0,06), и принимая допустимое отклонение частоты от номинальной по ГОСТ $\Delta f = 0,2$ Гц (0,004), можно приблизительно определить пределы изменения нагрузки, при которых РЧВ обеспечивают автоматическое поддержание частоты с отклонениями, не превышающими допустимых пределов. Из выражения (8.3) следует

$$\Delta P = \frac{\Delta f}{f_0} \frac{P_0}{k_c} = \frac{0,004}{1} \frac{1}{0,06} \approx 0,07 P_0.$$

Поскольку действительные изменения нагрузки в энергосистеме, как было показано выше (см. рис. 8.1), значительно превышают полученное значение, первичные регуляторы не могут обеспечить поддержание частоты в требуемых пределах без вмешательства оперативного персонала.

Наиболее доступным способом регулирования частоты с участием оперативного персонала является периодическое восстановление частоты путем смещения их характеристик первичных регуляторов на одной из электростанций (обычно гидроэлектростанций), специально выделенной для регулирования частоты в энергосистеме.

Основным недостатком такого полуавтоматического регулирования частоты является необходимость постоянного контроля со стороны диспетчера энергосистемы за колебаниями частоты, суммарной нагрузкой энергосистемы и величиной резерва мощности (регулируемого диапазона) на регулирующей электростанции.

Регулирование частоты с помощью вторичных автоматических регуляторов частоты

С целью повышения уровня автоматизации и точности поддержания частоты в энергосистеме используются специальные устройства — автоматические регуляторы частоты. Эти централизованные устройства, называемые вторичными регуляторами, поддерживают заданное значение частоты в энергосистеме, воздействуя на установленные на агрегатах электростанций первичные регуляторы частоты вращения турбин.

Вторичные автоматические регуляторы частоты (АРЧ) измеряют с достаточной точностью отклонения частоты от номинального значения и вырабатывают управляющие команды.

На рис. 8.5 представлены схемы наиболее простых измерительных органов АРЧ, реагирующих на мгновенные отклонения частоты. Схемы представляют собой контуры из параллельно включенных активного сопротивления и индуктивности (рис. 8.5, а) или емкости (рис. 8.5, б).

Контур настроен так, что при номинальном значении частоты сети токи I_1 и I_2 равны по значению. При понижении или повышении частоты сети вследствие изменения X_L или X_C равенство токов нарушается. В результате в зависимости от значения и знака отклонения частоты сети изменяется фаза тока на выходе контура, что и используется как признак отклонения частоты от номинального значения.

В других схемах используются резонансные контуры с параллельным включением L и C , а также фазочувствительные, фильтровые и балансные схемы. Кроме АРЧ, реагирующих на мгновенные отклонения частоты, используются также АРЧ, измерительные органы которых вырабатывают на своем выходе сигнал, пропорциональный интегралу отклонения частоты за заданный промежуток времени.

Интегратор аналогового типа выполняется на базе сельсина CN , как упрощенно показано на рис. 8.6. К сельсину подводится напряжение сети, частота f_c которой регулируется, и напряжение от специального датчика эталонной частоты ДЧ, вырабатывающего и точно поддерживающего частоту 50 Гц.

При равенстве частот датчика и сети сельсин неподвижен, а при отклонении частоты сети в ту или иную сторону ротор сельсина приходит во

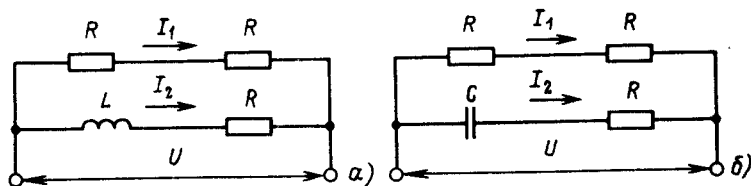


Рис. 8.5. Принципиальные схемы измерительных органов вторичных регуляторов, реагирующих на мгновенное отклонение частоты

вращение также в одну или другую сторону и перемещает движок реостата RR , с которого снимается напряжение, пропорциональное интегралу отклонения частоты. При регулировании с помощью такого АРЧ обеспечивается поддержание на заданном уровне среднего значения частоты.

Управляющие команды АРЧ производят смещение характеристик первичных регуляторов (рис. 8.7). Так, если при f_0 генератор работал с нагрузкой P_1 , чему соответствовала точка a на характеристике 1, то при понижении частоты до f_1 генератор увеличил бы нагрузку до P_2 , которой на характеристике 1 соответствует точка b .

Для того чтобы восстановить нормальную частоту, АРЧ, воздействуя на механизм управления турбиной (см. блок 4 на рис. 8.3), передвигает характеристику первичного регулятора в положение 2, пока частота вновь не станет номинальной (точка a). При этом нагрузка генератора возрастет до P_3 . Интенсивность команд от АРЧ пропорциональна отклонению частоты, а знак соответствует знаку отклонения.

Автоматический регулятор частоты имеет астатическую характеристику и воздействует на агрегаты электростанции, выделяемой для регулирования частоты в энергосистеме. Недостатком воздействия только на одну регулируемую электростанцию является необходимость обеспечения регулируемого диапазона на этой одной электростанции, что практически возможно при наличии в энергосистеме достаточно мощной гидроэлектростанции. При недостаточном регулируемом диапазоне на одной электростанции АРЧ может воздействовать одновременно на две и более электростанции, используя для этой цели специальные каналы телеуправления.

Автоматическое регулирование частоты должно осуществляться так, чтобы при этом обеспечивалась также наиболее экономичная работа электростанций и энергосистемы в целом. Одним из основных условий получения максимальной экономичности является наиболее выгодное распределение нагрузки между агрегатами электростанции или между

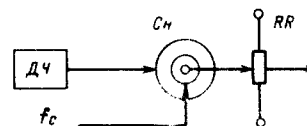


Рис. 8.6. Принципы устройства и действия регулятора, реагирующего на отклонение среднего значения частоты сети

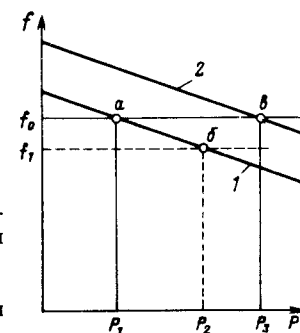


Рис. 8.7. Перемещение статической характеристики РЧВ при помощи МУТ (см. рис. 8.3)

электростанциями энергосистемы, обеспечивающее наименьшие расход условного топлива и потери мощности в электрической сети.

Выполнение первого условия достигается тем, что при понижении частоты в первую очередь загружаются наиболее экономичные, а при повышении частоты разгружаются наименее экономичные агрегаты или электростанции. Это требование относится к агрегатам одной электростанции и к электростанциям, связанным короткими сетями, потери мощности в которых не оказывают существенного влияния на экономичность энергосистемы в целом.

Если же электростанции связаны сетями большой протяженности, то должно быть обеспечено выполнение также и второго условия. Для этого нагрузка и разгрузка электростанций при регулировании частоты должны производиться не только с учетом их экономичности, но также с учетом потерь мощности в сети.

Для выполнения указанных требований применяются специальные устройства распределения мощности (УРМ) разных типов, которые распределяют общее задание между электростанциями в соответствии с заранее рассчитанным для них долевым участием (рис. 8.8). На регулирующих электростанциях также устанавливаются устройства для распределения задания между агрегатами. Такая система регулирования частоты называется централизованной.

В современных энергосистемах при регулировании частоты или перетоков мощности (см. ниже) воздействие на изменение мощности генераторов или электростанций в целом производится через автоматические регуляторы мощности электростанции (АРМС) и энергоблоков (АРМБ).

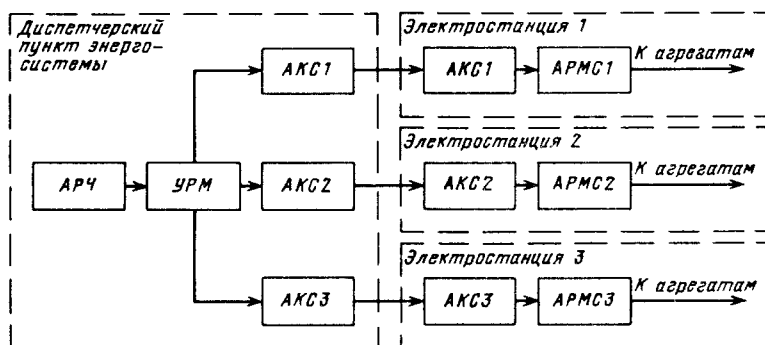


Рис. 8.8. Структурная схема централизованного регулирования частоты несколькими регулируемыми электростанциями:

АРЧ — автоматический регулятор частоты; УРМ — устройство распределения мощности между электростанциями; АКС1–АКС3 — устройства связи для передачи и приема команд телеуправления; АРМС1–АРМС3 — устройства распределения мощности между агрегатами электростанций

Как показано на структурной схеме на рис. 8.9, АРМС воспринимает задания на изменение мощности электростанции от регуляторов частоты (АРЧ), перетока мощности (АРПМ), ограничителя перетока мощности (АОПМ) и от ручного задатчика внеплановой мощности (РЗВН) и распределяет суммарное задание между энергоблоками в заранее заданном долевым участии по их экономическим характеристикам.

Устройства АРМБ, получая задание от АРМС и ручного задатчика плановой мощности РЗПН, вырабатывают суммарное воздействие на регуляторы нагрузки турбин РНТ и котлов РНК и через них — на изменение мощности турбогенератора и котла. Изменение мощности прекращается, когда фактическая нагрузка генератора, контролируемая датчиком мощности ДМ, становится равной заданию. Эту мощность поддерживает АРМБ неизменной до тех пор, пока не изменится задание. Поэтому для того, чтобы АРМБ не препятствовал изменению под действием первичного РЧВ мощности при аварийном повышении или понижении частоты, используется частотный корректор ЧК, который при значительном отклонении частоты подает на АРМБ дополнительное задание на соответствующее изменение мощности энергоблока. Гидростанции оснащаются устройствами группового управления мощностью, выполняющими аналогичные функции.

8.5. АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТИ

При максимальной нагрузке межсистемных и внутрисистемных линий электропередачи их надежная работа обеспечивается с помощью устройств автоматического регулирования перетоков активной мощно-

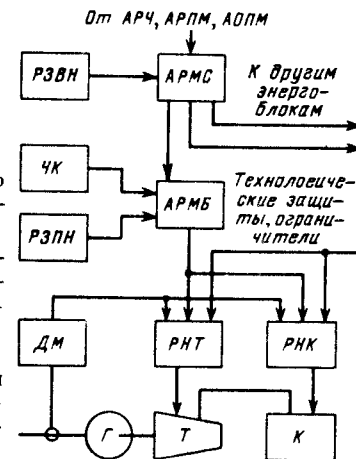


Рис. 8.9. Структурная схема автоматического регулятора мощности тепловой электростанции:

АРМС — автоматический регулятор мощности электростанции; АРМБ — автоматический регулятор мощности энергоблока; РЗВН — ручной задатчик внеплановой мощности; РЗПН — ручной задатчик плановой мощности; РНТ и РНК — регуляторы нагрузки турбины и котла; ЧК — частотный корректор; ДМ — датчик мощности; Г, Т, К — генератор, турбина, котел

сти (АРПМ). Наилучшие результаты достигаются при так называемом балансирующем действии АРПМ (рис. 8.10).

Так, если переток мощности, направленный из энергосистемы *I* в энергосистему *II*, превышает уставку устройства АРПМ, последнее воздействует одновременно на уменьшение мощности электростанций энергосистемы *I* и увеличение мощности электростанций энергосистемы *II*. При таком действии АРПМ частота в энергосистемах остается неизменной, а следовательно, остаются неизменными перетоки мощности по другим линиям электропередачи.

Основным органом устройства АРПМ является измерительный ИО, который подключен к датчику мощности ДМ (рис. 8.11). Датчики мощности выполняются на статических элементах, используемых также в устройствах телеизмерения мощности. Измерительный орган ИО сопоставляет фактическую мощность, передаваемую по линии электропередачи, с уставкой, задаваемой устройством ЗУ, и создает на своем выходе напряжение, которое пропорционально отклонению перетока мощности, а знак соответствует знаку отклонения. Выходное напряжение обычно усиливается усилителем мощности УМ.

Различают два способа выявления изменения перетоков мощности: по мгновенному и по интегральному отклонению. В АРПМ по мгновенному отклонению напряжение, полученное на выходе усилителя мощности, поступает в распределитель мощности УРМ, в котором формируют-

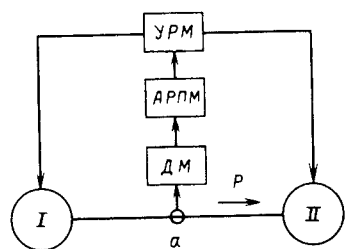


Рис. 8.10. Принцип балансирующего действия АРПМ на межсистемной линии электропередачи:

ДМ — датчик мощности; АРПМ — автоматический регулятор перетока мощности; УРМ — устройство распределения перетока

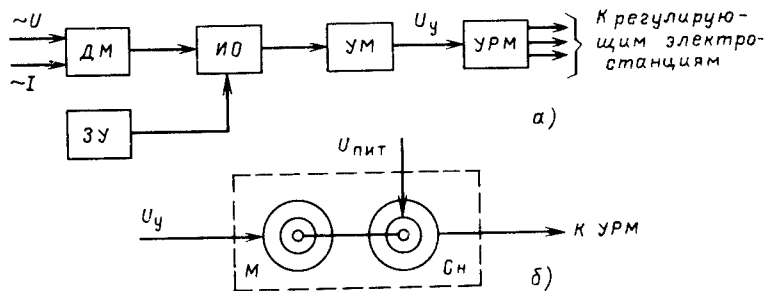


Рис. 8.11. Структурная схема АРПМ (а), принципы устройства и действия интегратора (б)

ся задания и соответствующие команды на регулирующие электростанции.

В АРПМ по интегральному отклонению напряжение, полученное на выходе усилителя мощности, поступает в интегратор (рис. 8.11,б), который состоит из микродвигателя *М* и сельсина *Сн*. При появлении напряжения на выходе усилителя U_y электродвигатель приходит во вращение и начинает поворачивать ротор сельсина, к которому подведено напряжение питания $U_{пит}$. В результате на статоре сельсина появляется напряжение, пропорциональное углу поворота ротора, а следовательно, и интегралу отклонения перетока (между электродвигателем и ротором сельсина имеется механический редуктор). Это напряжение поступает в распределитель мощности УРМ.

Регулятор перетока АРПМ возвращает переток мощности к заданной уставке при его отклонении от уставки как в сторону увеличения, так и в сторону уменьшения. Однако в ряде случаев имеется необходимость регулировать переток мощности только в сторону уменьшения, т.е. ограничивать его максимальное значение. В этих случаях АРПМ выполняется для работы в режиме ограничения и соответственно называется автоматическим ограничителем перетока мощности. Автоматическое ограничение перетока мощности обычно осуществляется с большим быстродействием, чем регулирование перетока.

8.6. КОМПЛЕКСНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТИ

При раздельном регулировании частоты и перетоков мощности одной из энергосистем, обычно наиболее мощной и расположенной в центре ОЭС (*I* на рис. 8.12), поручается астатическое регулирование частоты, а другим энергосистемам (*II* и *III*) — астатическое регулирование обменных перетоков мощности.

Недостатком такой простой и естественной системы АРЧ—АРПМ является возможность их противоположного действия, например, при увеличении нагрузки в энергосистеме *I*, что приводит к перерегулированию и затяжке в восстановлении нормального режима по частоте и перетокам мощности.

Лучшие результаты обеспечивает метод совместного регулирования частоты и перетоков мощности, при котором каждая энергосистема регулирует непредвиденно возникающие изменения мощности, потребляемые собственной нагрузкой, или мощности, генерируемой генераторами электростанций данной энергосистемы. Этот метод является основным при регулировании режима по частоте и перетокам мощности в современных объединенных энергосистемах.

На рис. 8.13 приведена схема объединенной энергосистемы, состоящей из двух энергосистем *I* и *II*, связанных межсистемной линией электропередачи. Переток мощности по этой линии P_c считается поло-

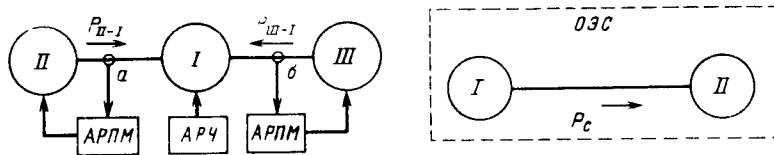


Рис. 8.12. Схема раздельного регулирования частоты и перетоков мощности:

АРЧ — автоматический регулятор частоты; АРПМ — автоматические регуляторы перетока мощности; точки а и б — места измерения перетока мощности

Рис. 8.13. Структурная схема объединенной энергосистемы

жительным при направлении ее из энергосистемы в линию. Алгебраическая сумма всех внешних перетоков по межсистемным линиям электропередачи данной энергосистемы называется **сальдо перетоков** мощности энергосистемы. Если сальдо имеет положительное значение — энергосистема избыточна, если отрицательное — дефицитна.

Уравнения баланса мощности энергосистем I и II при нормальной частоте f_0 , указанном направлении перетока мощности P_c и без учета потери мощности в линии имеют вид

$$\left. \begin{aligned} P_{гI} &= P_{нI} + P_c; \\ P_{гII} &= P_{нII} - P_c, \end{aligned} \right\} \quad (8.6)$$

а уравнение баланса мощности ОЭС в целом — вид

$$P_{гI} + P_{гII} = P_{нI} + P_c + P_{нII} - P_c,$$

или

$$P_{гI} + P_{гII} = P_{нI} + P_{нII},$$

или еще проще:

$$\Sigma P_{г} = \Sigma P_{н}. \quad (8.7)$$

Уравнению (8.7) соответствует точка 1 на рис. 8.14, в которой пересекаются частотные характеристики $P_{г}$ и $P_{н}$, показывающие зависимости от частоты мощности, генерируемой генераторами и потребляемой нагрузкой.

Каждая энергосистема кроме баланса мощности характеризуется также статизмом или крутизной частотной характеристики согласно выражениям (8.4) и (8.5). При этом суммарная крутизна частотной характеристики параллельно работающих генераторов равна сумме крутизны частотных характеристик всех генераторов, т.е.

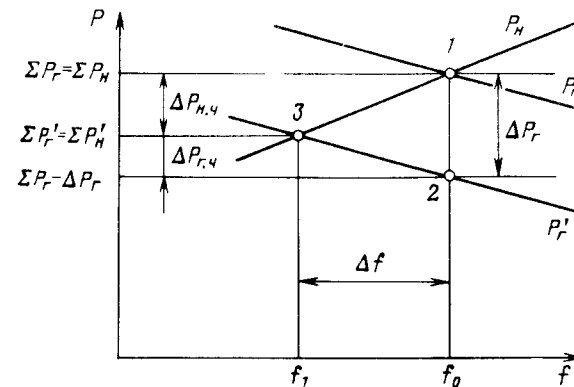


Рис. 8.14. Процесс изменения частоты и мощности в энергосистеме при нарушении и восстановлении баланса

$$k_{ч.г.ОЭС} = \Sigma k_{ч.г.}$$

Если в одной из энергосистем, например в энергосистеме I, внезапно отключится генератор, то ее генерирующая мощность снизится на $\Delta P_{г}$ и возникнет дефицит мощности как в энергосистеме I, так и в ОЭС в целом, поскольку новое значение генерируемой мощности.

$$P_{гI} - \Delta P_{г} < P_{нI} + P_c$$

и

$$(P_{гI} - \Delta P_{г}) + P_{гII} < P_{нI} + P_{нII}.$$

Поскольку энергосистемы обладают механической инерцией, при возникновении дефицита мощности частота мгновенно измениться не может. Поэтому в первый момент частотная характеристика генерируемой мощности генераторов снизится на величину $\Delta P_{г}$ (прямая $P'_{г}$ на рис. 8.14) и новому значению мощности турбин при частоте f_0 будет соответствовать точка 2. Образовавшийся в ОЭС небаланс между мощностью, генерируемой генераторами, и потребляемой нагрузкой является **первичным небалансом**, его возникновение вызывает торможение всех генераторов в ОЭС и как следствие этого — общее понижение частоты в ОЭС на величину Δf , определяемую крутизной совмещенной частотной характеристики ОЭС:

$$\Delta f = \Delta P_{г} / k_{ч.ОЭС}.$$

По мере снижения частоты за счет регулирующего эффекта нагрузки (см. гл. 9) потребляемая ею мощность уменьшается. Одновременно

вступают в действие регуляторы частоты вращения турбин и, увеличивая выпуск пара (или воды), повышают их рабочую мощность.

Эти два процесса, развиваясь встречно, уменьшают возникшее в ОЭС несоответствие между мощностью генераторов и мощностью, потребляемой нагрузкой, до тех пор, пока при новом, вполне определенном значении частоты f_1 вновь установится баланс

$$\Sigma P'_Г = \Sigma P'_Н, \quad (8.8)$$

где $P'_Г = P_Г - \Delta P_Г + \Delta P_{Г.ч}$ и $P'_Н = P_Н - \Delta P_{Н.ч}$.

Новому балансу мощности (8.8) соответствует точка 3 на рис. 8.14. В этом уравнении $\Delta P_{Г.ч}$ и $\Delta P_{Н.ч}$ — установившиеся значения изменения мощностей генераторов и нагрузки, происшедшего вследствие понижения частоты на величину $\Delta f = f_0 - f_1$.

Суммарное изменение мощности генераторов и нагрузки также определяется крутизной частотной характеристики:

$$\Delta P_ч = k_{чОЭС} \Delta f. \quad (8.9)$$

Величина $\Delta P_ч$ в отличие от $\Delta P_Г$ является вторичным небалансом, который образовался в каждой энергосистеме и в ОЭС в целом в результате возникновения первичного небаланса $\Delta P_Г$. Поскольку в ОЭС вновь установился баланс мощности генераторов и нагрузки (при частоте f_1), вторичный небаланс полностью компенсировал первичный небаланс, т.е.

$$\Delta P_ч = -\Delta P_Г.$$

Уравнение баланса мощности в общем виде при новом значении частоты для каждой энергосистемы имеет вид

$$P_Г + \Delta P_Г + \Delta P_ч = P_Н + P_С + \Delta P_С, \quad (8.10)$$

где $\Delta P_С$ учитывает изменение сальдо перетоков мощности из энергосистемы.

Подставляя в уравнение (8.10) $P_Г = P_Н + P_С$ из выражения (8.6), получаем

$$\Delta P_С = \Delta P_Г + \Delta P_ч. \quad (8.11)$$

Выражение (8.11) показывает, что изменение внешних перетоков данной энергосистемы определяется суммой ее первичного и вторичного небалансов. При этом в энергосистеме, в которой первичный небаланс отсутствует ($\Delta P_Г = 0$), изменение сальдо перетоков зависит только от вторичного небаланса.

С учетом (8.9) выражение (8.11) можно представить как

$$\Delta P_Г = P_С + k_ч \Delta f,$$

из которого следует, что, сопоставляя отклонение сальдо перетоков $\Delta P_С$ с отклонением частоты Δf , можно выявить, в какой из энергосистем возник первичный небаланс $\Delta P_Г$, а также его величину и знак на основании нижеследующего. В энергосистеме, в которой возник первичный небаланс, отклонения сальдо перетоков мощности $\Delta P_С$ и частоты Δf имеют одинаковые знаки, а в остальных параллельно работающих энергосистемах — разные. Поэтому в первом случае $\Delta P_Г \neq 0$, а во втором $\Delta P_Г = 0$.

На использовании этого свойства основана комплексная система автоматического регулирования частоты и перетоков мощности, структурная схема которой приведена на рис. 8.15. Регулирование производится в каждой энергосистеме комбинированными регуляторами мощности со статизмом по частоте КРЧП, которые измеряют текущие значения перетока мощности по межсистемной линии электропередачи и частоты. Сравнивая их с заданными значениями (уставками), выявляют отклонения:

$$\Delta P_С = P_С - P_{С.зад} \text{ и } \Delta f = f - f_{зад}.$$

На основании этих измерений и в соответствии с настроенной в регуляторе крутизной частотной характеристики $k_{ч.рег}$ вырабатываются соответствующие ей значения вторичного и первичного небалансов:

$$\Delta P_{Г.рег} = \Delta P_С + k_{ч.рег} \Delta f.$$

Для правильной работы системы настроенная в регуляторе крутизна частотной характеристики должна быть равна фактической крутизне частотной характеристики энергосистемы

$$k_{ч.рег} = k_ч.$$

При такой настройке в энергосистеме, где возник первичный небаланс $\Delta P_Г$ (например, в энергосистеме I), сформированное регулятором значение будет равно

$$\Delta P_{Г.рег} = \Delta P_Г = \Delta P_С + k_{чI} \Delta f$$

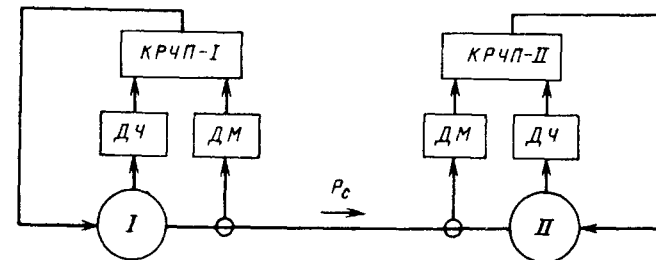


Рис. 8.15. Структурная схема комплексного регулирования частоты и перетока мощности

и *КРЧП-I* будет воздействовать на изменение мощности генераторов регулирующих электростанций до тех пор, пока не будет полностью компенсирован первичный небаланс, т.е. пока не станет

$$\Delta P_{\Gamma} = 0.$$

В энергосистеме *II* в это же время сформированное регулятором значение будет равно

$$\Delta P_{\Gamma.\text{рег}} = \Delta P_c - k_{\text{чII}} \Delta f,$$

но так как согласно (8.5)

$$k_{\text{чII}} = \Delta P_c / \Delta f,$$

то

$$\Delta P_{\Gamma.\text{рег}} = \Delta P_c - \frac{\Delta P_c}{\Delta f} \Delta f = 0$$

и, следовательно, *КРЧП-II* работать не будет.

Таким образом, в энергосистеме, где произошло изменение нагрузки или мощности генераторов, вызвавшее изменение частоты и перетоков мощности, регулятор воздействует на восстановление режима. В других параллельно работающих энергосистемах при условии настройки $k_{\text{рег}} = k_{\text{ч}}$ регуляторы не работают.

В масштабах Единой энергосистемы СССР (ЕЭС СССР) система автоматического регулирования частоты и перетоков мощности (САРЧМ) строится в соответствии со структурой оперативно-диспетчерского управления по иерархическому принципу: ЕЭС – ОЭС – энергосистема – электростанция. В основу САРЧМ положен принцип раздельного регулирования плановых и внеплановых изменений мощности (предложено Энергосетьпроектом).

Распределение плановой нагрузки производится путем задания каждой электростанции суточного графика изменения мощности нагрузки, заранее рассчитанного в вычислительных центрах. Эти графики обеспечивают оптимальное распределение мощности с учетом экономических характеристик электростанций и потерь мощности в электрических сетях.

Реализация плановых графиков нагрузки производится с помощью стационарных автоматических устройств регулирования мощности или вручную оперативным персоналом. Этим обеспечивается также и грубое регулирование частоты. Однако поскольку предварительно запрогнозированные и составленные графики нагрузки лишь приблизительно отражают ее фактическое изменение, возникающие временные несоответствия приводят к отклонениям частоты и перетоков мощности. Для вос-

становления баланса в этих случаях требуется дополнительное внеплановое регулирование мощности электростанций.

Регулирование и распределение внеплановых изменений мощности между регулируемыми электростанциями производится САРЧМ по централизованно-ступенчатой схеме. На верхних уровнях ЕЭС и ОЭС функционируют центральные системы ЦСАРЧМ ЕЭС и ЦСАРЧМ ОЭС, на уровне регулирующих электростанций – САРЧМ. Распределение функций и взаимодействие между ними обеспечивают астатическое регулирование частоты в ЕЭС и в ОЭС при их изолированной работе, астатическое регулирование и ограничение перетоков мощности по контролируемым межсистемным линиям электропередачи, распределение изменений мощности между энергосистемами, электростанциями и агрегатами с целью обеспечения максимальной экономичности работы ЕЭС в целом при наиболее рациональном использовании топлива на ТЭС и запасов воды на ГЭС.

8.7. МИКРОПРОЦЕССОРНЫЙ РЕГУЛЯТОР АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ЭНЕРГОБЛОКА

ВНИИЭ разработан всережимный регулятор активной мощности энергоблока (см. § 8.4), обеспечивающий управление мощностью блока в нормальных (блочная система АРЧМ) и аварийных (блочная часть системы ПА) режимах. На вход регулятора поступают параметры режима энергоблока и управляющие воздействия от станционных систем АРЧМ и ПА, с выхода регулятора воздействия передаются к регулятору нагрузки котла, на механизм управления турбиной (медленный канал управления) и на электрогидравлический преобразователь ЭГП (быстрый канал управления).

Опытный образец регулятора выполнен на базе одной микроЭВМ "Электроника-60" с нестандартным УСО. В качестве памяти программ используется ОЗУ, диалог с регулятором осуществляется с помощью электропечатающей машинки. В дальнейшем планируется функциональное расширение регулятора (обеспечение режимов пуска и останова энергоблока) и совершенствование его комплекса технических средств (использование стандартного УСО, ППЗУ, автозапуска, системы гарантированного электропитания, новых органов управления и контроля и т.п.).

На базе микроЭВМ В-7 в ВЭИ разработана аналогичная система управления мощностью турбоагрегата.

Вопросы для самопроверки

1. Какие номинальные значения частоты переменного тока и ее допустимые отклонения установлены в СССР?
2. Чем вызвана необходимость автоматического регулирования частоты?

3. Назовите основные методы автоматического регулирования частоты.

4. Виды АРЧ и их характеристики.

5. Назначение автоматического регулирования и ограничения перетоков мощности по линиям электропередачи.

6. Принцип совместного автоматического регулирования частоты и перетоков мощности.

7. Каково назначение автоматического регулятора мощности энергоблока?

8. Для чего необходим частотный корректор?

Глава девятая

АВТОМАТИЧЕСКАЯ ЧАСТОТНАЯ РАЗГРУЗКА (АЧР)

9.1. НАЗНАЧЕНИЕ И ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ВЫПОЛНЕНИЯ АЧР

Пока в энергосистеме имеется вращающийся резерв активной мощности, системы регулирования частоты и мощности (см. гл. 8) будут поддерживать заданный уровень частоты. После того как вращающийся резерв будет исчерпан, дефицит активной мощности, вызванный отключением части генераторов или подключением новых потребителей, повлечет за собой снижение частоты в энергосистеме.

Небольшое снижение частоты (на несколько десятых герца) не представляет опасности для нормальной работы энергосистемы, хотя, как уже отмечалось выше, и влечет за собой ухудшение экономических показателей. Снижение же частоты более чем на 1–2 Гц представляет серьезную опасность и может привести к полному расстройству работы энергосистемы.

Это в первую очередь определяется тем, что при понижении частоты снижается частота вращения электродвигателей, а следовательно, и производительность приводимых ими механизмов собственного расхода тепловых электростанций. Вследствие снижения производительности механизмов собственного расхода резко уменьшается располагаемая мощность тепловых электростанций, особенно электростанций высокого давления, что влечет за собой дальнейшее снижение частоты в энергосистеме. Таким образом, происходит лавинообразный процесс — «лавиная частоты», который может привести к полному расстройству работы энергосистемы. Следует также отметить, что современные крупные паровые турбины не могут длительно работать при низкой частоте из-за опасности повреждения их рабочих лопаток.

Процесс снижения частоты в энергосистеме сопровождается также снижением напряжения, что происходит вследствие уменьшения частоты вращения возбуждателей, расположенных на одном валу с основными генераторами. Если регуляторы возбуждения генераторов и синхронных

компенсаторов не смогут удержать напряжение, то также может возникнуть лавинообразный процесс — «лавиная напряжения», так как снижение напряжения сопровождается увеличением потребления реактивной мощности, что еще более осложнит положение в энергосистеме.

Аварийное снижение частоты в энергосистеме, вызванное внезапным возникновением значительного дефицита активной мощности, протекает очень быстро — в течение нескольких секунд. Поэтому дежурный персонал не успевает принять каких-либо мер, вследствие чего ликвидация аварийного режима должна возлагаться на устройства автоматики. Для предотвращения развития аварии должны быть немедленно мобилизованы все резервы активной мощности, имеющиеся на электростанциях. Все вращающиеся агрегаты загружаются до предела с учетом допустимых кратковременных перегрузок.

При отсутствии вращающегося резерва единственным возможным способом восстановления частоты является отключение части наименее ответственных потребителей. Это и осуществляется с помощью специальных устройств автоматической частотной разгрузки (АЧР), срабатывающих при опасном снижении частоты.

Следует отметить, что действие АЧР всегда связано с определенным народнохозяйственным ущербом, поскольку отключение линий, питающих электроэнергией промышленные предприятия, сельскохозяйственных и других потребителей, влечет за собой недовыработку продукции, появление брака и т.п. Несмотря на это АЧР широко используется в энергосистеме как средство предотвращения значительно больших убытков из-за полного расстройства работы энергосистемы, если не будут приняты срочные меры по ликвидации дефицита активной мощности.

Глубина снижения частоты зависит не только от дефицита мощности в первый момент аварии, но и от характера нагрузки. Потребление мощности одной группой потребителей, к которой относятся электроосветительные приборы и другие установки, имеющие чисто активную нагрузку, не зависит от частоты и при ее снижении остается постоянным. Потребление же другой группой потребителей — электродвигателями переменного тока — при уменьшении частоты снижается. Чем больше в энергосистеме доля нагрузки первой группы, тем больше понизится частота при возникновении одинакового дефицита активной мощности. Нагрузка потребителей второй группы будет в некоторой степени сглаживать эффект снижения частоты, поскольку одновременно будет уменьшаться потребление мощности электродвигателями.

Уменьшение мощности, потребляемой нагрузкой при снижении частоты, или, как говорят, регулирующей эффект нагрузки, характеризуется коэффициентом $k_{\text{нагр}}$, равным

$$k_{\text{нагр}} = \Delta P\% / \Delta f\% \quad (9.1)$$

Коэффициент регулирующего эффекта нагрузки показывает, на сколько процентов уменьшается потребление нагрузкой активной мощности на каждый процент снижения частоты. Значение коэффициента регулирующего эффекта нагрузки должно определяться специальными испытаниями и принимается при расчетах равным 1,5–2,5.

Устройства АЧР должны устанавливаться там, где возможно возникновение значительного дефицита активной мощности во всей энергосистеме или в отдельных ее районах, а мощность потребителей, отключаемых при срабатывании устройства АЧР, должна быть достаточной для предотвращения снижения частоты, угрожающего нарушением работы механизмов собственного расхода электростанций, что может повлечь за собой лавину частоты. Устройства АЧР должны выполняться с таким расчетом, чтобы была полностью исключена возможность даже кратковременного снижения частоты ниже 45 Гц, время работы с частотой ниже 47 Гц не превышало 20 с, а с частотой ниже 48,5 Гц — 60 с.

При выполнении АЧР необходимо учитывать все реально возможные случаи аварийных отключений генерирующей мощности и разделения энергосистемы или энергообъединения на части, в которых может возникнуть дефицит активной мощности. Чем больший дефицит мощности может возникнуть, тем на большую мощность должно быть отключено потребителей. Для того чтобы суммарная мощность нагрузки потребителей, отключаемых действием АЧР, хотя бы примерно соответствовала дефициту активной мощности, возникшему при данной аварии, АЧР, как правило, выполняется многоступенчатой, в несколько очередей, отличающихся уставками по частоте срабатывания.

На рис. 9.1 приведены кривые, характеризующие процесс изменения частоты в энергосистеме при внезапном возникновении дефицита активной мощности. Если в энергосистеме отсутствует АЧР, то снижение частоты, вызванное дефицитом активной мощности, будет продолжаться до такого установившегося значения, при котором за счет регулирующего эффекта нагрузки и действия регуляторов частоты вращения турбин вновь восстановится баланс генерируемой и потребляемой мощности при новом, сниженном значении частоты (кривая I).

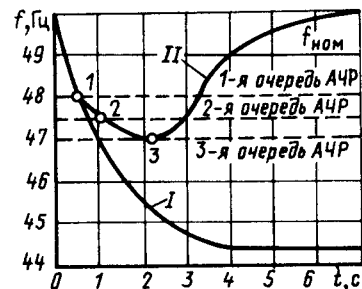


Рис. 9.1. Изменение частоты при возникновении дефицита активной мощности:

I — при отсутствии АЧР; II — при наличии АЧР

Иначе будет протекать процесс изменения частоты при наличии АЧР (кривая II). Пусть, например, АЧР состоит из трех очередей с уставками срабатывания 48; 47,5 и 47 Гц. Когда частота снизится до 48 Гц (точка 1), сработают устройства 1-й очереди и отключат часть потребителей: дефицит активной мощности уменьшится, благодаря чему уменьшится и скорость снижения частоты. При частоте 47,5 Гц (точка 2) сработают устройства АЧР 2-й очереди и, отключая дополнительно часть потребителей, еще больше уменьшат дефицит активной мощности и скорость снижения частоты. При частоте 47 Гц (точка 3) сработают устройства АЧР 3-й очереди и отключат потребителей на мощность, которая достаточна не только для прекращения снижения частоты, но и для ее восстановления до номинального или близкого к номинальному значения.

Устройства АЧР, используемые для ликвидации аварийного дефицита мощности в энергосистемах, подразделяются на три основные категории.

Первая категория автоматической частотной разгрузки — АЧР I — быстродействующая ($t = 0,1 \div 0,3$ с) с уставками срабатывания от 48,5 Гц до 46,5 Гц. Назначение очередей АЧР I — не допустить глубокого снижения частоты в первое время развития аварии. Уставки срабатывания отдельных очередей АЧР I отличаются одна от другой на 0,1 Гц. Мощность, подключаемая к АЧР I, примерно равномерно распределяется между очередями.

Вторая категория автоматической частотной разгрузки — АЧР II — предназначена для восстановления частоты до нормального значения, если она длительно остается пониженной, или, как говорят, "зависает" на уровне около 48 Гц. Вторая категория АЧР II работает после отключения части потребителей от АЧР I, когда снижение частоты прекращается и она устанавливается на уровне 47,5 — 48,5 Гц.

Верхний уровень уставок по частоте устройств АЧР II принимается в пределах 48,8 — 48,6 Гц на 0,2 Гц выше верхнего уровня уставок по частоте АЧР I. При этом диапазон уставок АЧР II по частоте должен быть 0,3 Гц с интервалом по очередям 0,1 Гц. Весь объем разгрузки АЧР II разделяется на три-четыре части (например, 40, 30 и 30% общего объема).

Уставки по времени устройств АЧР II устанавливаются возрастающими от АЧР II с максимальными уставками по частоте к АЧР II с минимальными уставками. Наиболее ответственных потребителей при этом следует подключать к АЧР II с минимальными уставками по частоте (максимальными уставками по времени). Выдержки времени АЧР II отличаются друг от друга на 3 с и принимаются равными 5–90 с. Большие выдержки времени АЧР II принимаются для того, чтобы за это время были мобилизованы резервы активной мощности, имеющиеся в энергосистеме: загружены все работающие агрегаты, пущены и загружены резервные гидроагрегаты. При этом наибольшие выдержки времени (70 — 90 с) следует принимать в условиях возможной мобилизации мощности ГЭС.

В дефицитных энергосистемах, получающих мощность от соседних энергосистем, применяется также быстродействующая специальная очередь АЧР с уставкой срабатывания 49 Гц. Эта очередь предназначена для предотвращения снижения частоты в ЕЭС СССР до верхних уставок АЧРП в случаях, когда не удается реализовать оперативные ограничения потребителей, а также для разгрузки межсистемных связей при возникновении дефицита мощности в энергообъединении. Потребители, отключенные действием спецочереди АЧР, должны быть включены в работу не позже чем через 2 ч после их отключения.

Кроме двух категорий автоматической частотной разгрузки — АЧРП и АЧРП — в эксплуатации применяется также так называемая дополнительная разгрузка. Такие устройства АЧР применяются для осуществления местной разгрузки при возникновении большого дефицита активной мощности в районе энергосистемы или на отдельной подстанции, когда суммарной мощности потребителей, подключенных к очередям АЧРП и АЧРП, оказывается недостаточно для ликвидации возможного дефицита активной мощности в этом районе.

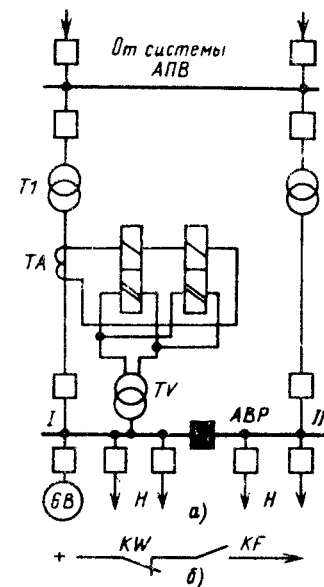
Действие устройств АЧР должно сочетаться с другими видами автоматики. Так, например, для того чтобы АЧР было эффективным, нагрузка потребителей, отключенных при аварийном снижении частоты, не должна подхватываться устройствами АПВ и АВР. Поэтому АПВ линии, отключенной действием АЧР, должно блокироваться (не следует путать с АПВ после АЧР, т.е. с особым видом автоматики, принципы выполнения и схемы которой рассмотрены ниже). Линии и трансформаторы, обеспечивающие резервное питание в схемах АВР, должны отключаться теми же очередями АЧР, что и основные питающие линии и трансформаторы.

9.2. ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ЛОЖНЫХ ОТКЛЮЧЕНИЙ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПРИ КРАТКОВРЕМЕННЫХ СНИЖЕНИЯХ ЧАСТОТЫ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

При отключении связи с энергосистемой (обеих линий или трансформатора $T1$ в схеме на рис. 9.2,а) питание потребителей, потерявших питание, может быть восстановлено спустя небольшое время действием АПВ линий и трансформатора или АВР секционного выключателя. Однако за время, пока будет нарушена связь с энергосистемой, потребители подстанции могут быть отключены ложным действием устройств АЧР. Это происходит потому, что после отключения источника питания напряжение на шинах подстанции с синхронными компенсаторами или мощными синхронными электродвигателями сразу не исчезает, а некоторое время поддерживается за счет инерции вращающихся компенсаторов или электродвигателей и приводимых ими механизмов. При этом, поскольку частота вращения электродвигателей синхронных компенсаторов, подключенных к шинам подстанции, будет уменьшаться, снизится и частота поддерживаемого ими напряжения. Поэтому устройства

Рис. 9.2. Предотвращение срабатывания АЧР при отключении подстанции с синхронным компенсатором или синхронными электродвигателями:

а — схема подстанции; б — блокировка АЧР



АЧР, включенные на это напряжение, могут подействовать ложно и отключить потребителей до того, как подействует АПВ и АВР.

В практике эксплуатации применяются специальные блокировки, предотвращающие ложное срабатывание АЧР в рассматриваемом режиме. На рис. 9.2, б показана одна из таких схем, в которой плюс на контакт KF реле частоты АЧР подается через контакт блокирующего реле направления мощности KW . Реле направления мощности, включенное в цепи трансформатора связи с энергосистемой, когда подстанция потребляет активную мощность, держит свой контакт замкнутым, как показано на рис. 9.2, б, разрешая действовать АЧР. После отделения подстанции от питающей сети активная мощность по трансформатору проходить не будет или будет направлена в сторону шин высшего напряжения. При этом реле направления мощности разомкнет свой контакт и снимет плюс с контакта реле частоты, предотвращая ложное срабатывание АЧР. При отсутствии блокировки для исправления ложного действия АЧР можно применить АПВ после АЧР.

9.3. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОВТОРНОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ ПОСЛЕ АЧР

Для ускорения восстановления питания потребителей, отключенных при срабатывании АЧР, применяется специальный вид автоматики — АПВ после АЧР (или ЧАПВ). Устройство ЧАПВ срабатывает после восстановления частоты в энергосистеме и дает импульс на включение отключенных потребителей.

Действие ЧАПВ должно осуществляться при частоте 49,5 — 50 Гц. Начальная уставка по времени ЧАПВ принимается равной 10—20 с, конечная — в зависимости от конкретных условий. Минимальный интервал по времени между смежными очередями ЧАПВ в пределах энергосистемы или отдельного узла — 5 с. Мощности нагрузки по очередям ЧАПВ обычно распределяются равномерно. Очередность подключения

потребителей к ЧАПВ — обратная очередности АЧР, т.е. к последним очередям АЧР подключаются первые очереди ЧАПВ.

Доля нагрузки, подключаемой к ЧАПВ, в каждом конкретном случае должна определяться с учетом местных условий (возможности повторного снижения частоты в отделившихся на изолированную работу районах, перегрузки линий электропередачи, замедления восстановления параллельной работы действием АПВ с улавливанием синхронизма и т.д.).

9.4. СХЕМЫ АЧР И ЧАПВ

На рис. 9.3,а приведена схема совмещенных АЧР и АЧРП. Действие АЧР осуществляется с помощью реле частоты *KF1* промежуточного реле *KL1* и выходного реле *KL2*. Устройство АЧРП выполняется с помощью реле частоты *KF2* и реле времени *KT1*. Сигнализация срабатывания АЧР и АЧРП выполняется с помощью указательных реле *КН1* и *КН2* соответственно. При выполнении АЧР только одного вида (АЧР или АЧРП) соответствующая часть реле исключается из схемы.

С целью экономии реле частоты во многих случаях для осуществления совмещенного АЧР используются специальные схемы, в которых предусматривается переключение уставки одного реле частоты. Одна из таких схем приведена на рис. 9.3,б. В схеме АЧР используется одно реле частоты *KF* типа РЧ-1, на измерительных элементах которого настроены уставки, соответствующие АЧР и АЧРП. В нормальном режиме до срабатывания *KF* замкнут контакт *KL2.1* двухпозиционного реле типа РП8, чем обеспечивается готовность к действию обоих измерительных элементов реле, настроенных на уставки АЧР и АЧРП.

При снижении частоты до уставки АЧРП замкнется контакт *KF1* и реле *KL1* контактом *KL1.1* подаст плюс на верхнюю обмотку реле *KL2*, которое, переключив свои контакты, выведет из действия измерительный элемент с уставкой АЧРП. Если частота понизится до уставки АЧР, контакт *KF1* при этом не разомкнется или, разомкнувшись кратковременно, замкнется вновь, после чего с небольшим замедлением сработает промежуточное реле *KL3* и контактом *KL3.1* подаст импульс через указательное реле *КН1* на выходное промежуточное реле *KL5*. На этом работа схемы закончится.

Если частота не снизится до уставки АЧР, схема будет продолжать работать. Реле времени *KT1*, сработав при замыкании контакта *KL2.3*, будет самоудерживаться через свой мгновенный замыкающий контакт *KT1.1*. Спустя выдержку времени, установленную на проскальзывающем контакте *KT1.2*, будет подан плюс на нижнюю обмотку реле *KL2*, и оно переключит свои контакты, вновь вводя в действие измерительный элемент с уставкой АЧРП. В течение всего времени, пока не замкнется проскальзывающий контакт *KT1.2*, схема будет готова к действию на отключение без выдержки времени в случае снижения частоты до уставки АЧР. После замыкания проскальзывающего контакта

KT1.2 и переключения контактов реле *KL2* цепь отключения от АЧРП будет выведена и в работе останется только АЧРП. После переключения *KL2* сработают вновь *KF* (если частота в энергосистеме будет ниже уставки срабатывания АЧРП) и реле *KL1* и запустится реле времени *KT2*, которое, доработав, через указательное реле *КН2* подаст плюс на выходное реле схемы *KL5*. Промежуточное реле *KL4*, обмотка которого включена параллельно обмотке *KT1*, будет держать своим контактом *KL4.1* разомкнутой цепь верхней обмотки реле *KL2*, предотвращая его повторное срабатывание.

Возврат схемы в исходное положение осуществляется после срабатывания выходного реле *KL5*, которое разомкнет контакт *KL5.1* в цепи обмоток реле *KT1* и *KL4*. Если схема не подействует на отключение вследствие восстановления частоты в энергосистеме выше уставки АЧРП и возврата реле *KF*, возврат схемы будет осуществлен шунтированием обмотки *KT1* по цепи: упорный контакт *KT1.3* — размыкающий контакт *KL1.3* — размыкающий контакт *KL2.4*. Выдержка времени АЧРП в рассматриваемой схеме определяется суммой выдержек времени, установленных на *KT2* и на проскальзывающем контакте *KT1.2*.

На рис. 9.4 приведена схема одной очереди АЧР с ЧАПВ. В этой схеме используется одно реле частоты, уставка срабатывания которого автоматически переключается. При снижении частоты до уставки срабатывания соответствующей очереди АЧР сработает реле частоты *KF* и запустит реле времени *KT1*. После того как замкнется контакт реле времени *KT1.1*, сработают промежуточные реле *KL1* и *KL2* и отключат группу потребителей. Одновременно замыкающий контакт *KL1.2* введет в работу измерительный элемент реле частоты типа РЧ-1 с уставкой, соответствующей уставке ЧАПВ. Теперь после ввода в работу указанного измерительного элемента контакт реле частоты разомкнется лишь после того, как частота в энергосистеме восстановится до значения новой уставки, равного 49,5–50 Гц. Реле *KL1* при срабатывании замыкает также своим контактом *KL1.2* цепь обмотки промежуточного реле *KL3*, которое срабатывает и самоудерживается.

После восстановления частоты в энергосистеме реле *KF* и *KT1* разомкнут свои контакты. При этом реле *KL1* возвратится и замкнет контакт *KL1.3* в цепи обмотки реле времени *KT2*. Поскольку контакт *KL3.2* уже замкнут, реле *KT2* начинает работать, и, спустя выдержку времени, установленную на проскальзывающем контакте *KT2.2*, замкнет цепь обмотки промежуточного реле *KL4*. Последнее, сработав, самоудерживается через свой замыкающий контакт *KL4.1* и подает импульсы на включение выключателей потребителей, отключавшихся действием АЧР. Возврат схемы осуществляется после замыкания упорного контакта реле времени *KT2.3*, выдержка времени на котором отличается от выдержки времени на проскальзывающем контакте *KT2.2* примерно на 1 с. После замыкания упорного контакта *KL3.2* реле *KL3* возвратится и разомкнет контактом *KL3.2* цепь обмотки реле времени

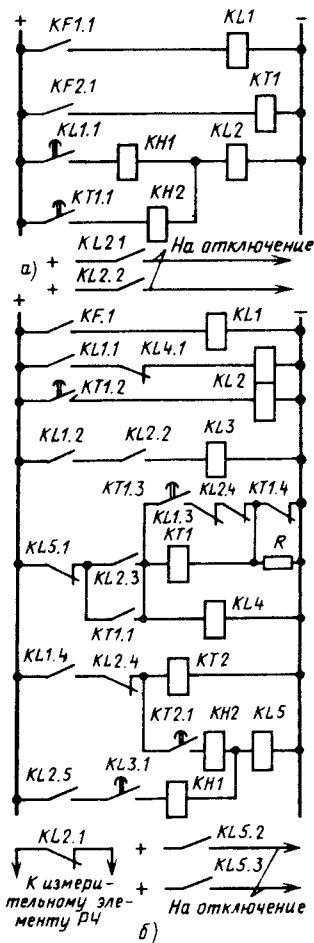


Рис. 9.3. Схемы АЧРІ и АЧРІІ:
а — с двумя реле частоты; б — с одним реле частоты с переключением уставок

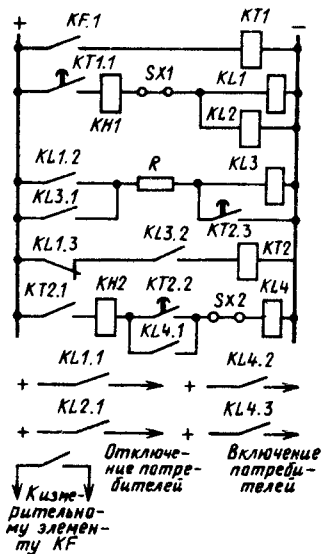


Рис. 9.4. Схема АЧР с ЧАПВ

КТ2. Указательные реле КН1 и КН2, установленные в рассматриваемой схеме, предназначены для сигнализации срабатывания АЧР и ЧАПВ. С помощью накладки SX1 может быть выведена из действия полностью рассматриваемая автоматика, а с помощью накладки SX2 — только ЧАПВ.

По схемам, приведенным на рис. 9.3,б и 9.4, может быть выполнена также схема совмещенного АЧР с ЧАПВ. При этом на реле частоты должны быть выполнены три уставки по частоте, соответствующие АЧРІ, АЧРІІ и ЧАПВ. На линиях, оснащенных устройствами электрического АПВ, последние могут быть использованы для осуществления ЧАПВ, при этом пуск АПВ должен осуществляться после восстановления частоты, соответствующей уставке ЧАПВ.

9.5. ОТДЕЛЕНИЕ СОБСТВЕННОГО РАСХОДА ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ПРИ СНИЖЕНИИ ЧАСТОТЫ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Для того чтобы в аварийных условиях при сниженном значении частоты в энергосистеме обеспечить выработку генераторами тепловой электростанции максимально возможной мощности, применяют специальные устройства автоматического отделения установок собственного расхода электростанции с генераторами, обеспечивающими поддержание нормального значения частоты на шинах собственного расхода. Для этого создаются схемы коммутации, аналогичные приведенным на рис. 9.5.

В схеме на рис. 9.5,а электродвигатели механизмов собственного расхода СР с одним или несколькими генераторами подключены к одной из систем шин. На другую систему шин подключены остальные генераторы и трансформаторы связи с энергосистемой. При снижении частоты в энергосистеме до опасного уровня сработает реле частоты КФ и спустя выдержку времени, установленную на реле времени КТ, подаст команду на отключение шиносоединительного выключателя. Вследствие этого один или несколько генераторов будут выделены на несинхронную работу с линиями и трансформаторами собственного расхода. На шинах генераторов, отделившихся от энергосистемы, будет поддерживаться нормальное значение частоты, вследствие чего обеспечивается максимально возможная мощность агрегатов тепловой электростанции. В отдельных случаях вместе с установками собственного расхода выделяется часть наиболее ответственных потребителей.

На рис. 9.5,б показана схема коммутации другой электростанции. В этом случае предусматривается отделение от энергосистемы всех гене-

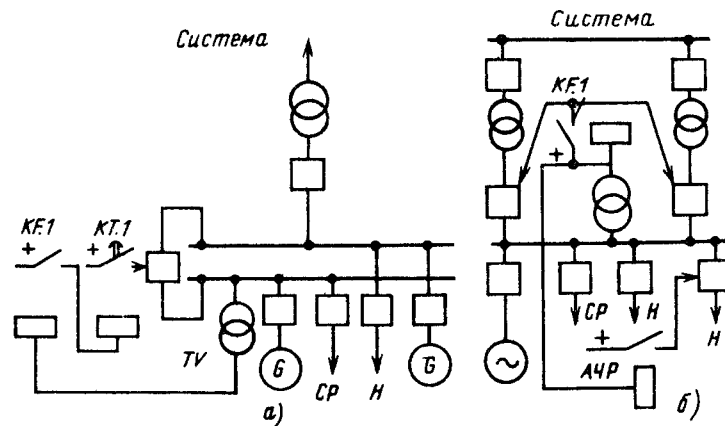


Рис. 9.5. Схемы электростанций, обеспечивающие отделение части генераторов для питания установок собственных нужд при аварийном снижении частоты в энергосистеме

раторов, работающих на шины генераторного напряжения, отключением обоих трансформаторов. Поскольку при этом может возникнуть дефицит активной мощности на шинах генераторного напряжения, предусматривается местная частотная разгрузка (или дополнительная разгрузка), действующая на отключение части потребителей.

9.6. ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ МЕСТНАЯ РАЗГРУЗКА ПО ДРУГИМ ФАКТОРАМ

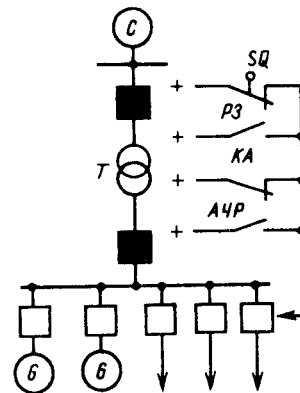
Как уже отмечалось выше, в случае отделения электростанции или части энергосистемы с большим дефицитом активной мощности (больше 50%) возможно резкое снижение напряжения в отделившемся районе, которое может повлечь за собой отказ реле частоты АЧР. В этом случае наряду с устройствами АЧР может быть использована разгрузка по другим факторам, фиксирующим отделение рассматриваемого района от энергосистемы. Так, например, в схеме, приведенной на рис. 9.6, дефицит активной мощности на шинах электростанции возникает вследствие ее отделения от энергосистемы при отключении единственного трансформатора связи с энергосистемой Т. При этом наряду с устройствами АЧР, фиксирующими снижение частоты на шинах отделившейся электростанции, для отключения части потребителей может быть использован сам факт отключения трансформатора. Это осуществляется путем подачи импульса на отключение потребителей от вспомогательных контактов *SQ* отключившегося выключателя трансформатора, выходных реле его защит *PЗ*, контактов токовых реле *КА*, фиксирующих исчезновение тока в трансформаторе.

9.7. АВТОМАТИЧЕСКИЙ ПУСК ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ ПРИ СНИЖЕНИИ ЧАСТОТЫ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Для ликвидации аварийной ситуации в энергосистеме необходимо возможно быстрее ввести в действие имеющиеся резервы активной мощности. Весьма эффективным резервом являются гидроагрегаты, которые могут быть быстро включены в сеть и загружены. Поэтому на гидроэлектростанциях выполняются специальные устройства автоматики, осуществляющие пуск и загрузку гидрогенераторов при аварийном снижении частоты в энергосистеме.

Схема автоматики пуска гидрогенераторов при понижении частоты в энергосистеме, приведенная на рис. 9.7, работает следующим образом. При снижении частоты в энергосистеме срабатывает реле частоты *KF* и подает плюс на обмотку реле времени первой очереди *KT1*. Спустя выдержку времени, которая составляет 1–2 с, сработают промежуточные реле *KL1* и *KL2*. Kontakтами реле *KL1.1* подаются импульсы на пуск резервных агрегатов 1-й очереди. Это же реле пускает реле времени 2-й

Рис. 9.6. Дополнительная местная разгрузка, действующая по фактору отключения трансформатора связи с энергосистемой



очереди *KT2*. Контакты реле *KL2* замыкают цепи на набор нагрузки всеми работающими агрегатами. Импульс на набор нагрузки каждым агрегатом проходит, если включен выключатель данного генератора (замкнуты вспомогательные контакты *SQ1*, *SQ2*) и агрегат загружен не полностью (замкнуты контакты положения направляющих аппаратов *SQ3*, *SQ4*).

Если в процессе работы схемы автоматики частота в энергосистеме восстановится до нормального значения 50 Гц, вернутся реле частоты *KF*, реле времени *KT1* и промежуточное реле *KL1*, вследствие чего прекратится подача импульсов на набор нагрузки. Одновременно будет снято напряжение с обмотки реле времени *KT2*, и поэтому не будет подан импульс на пуск агрегатов 2-й очереди.

Если частота в энергосистеме не восстановится, доработает реле времени *KT2* и подаст импульс на обмотку промежуточного реле *KL3*, контакты которого замкнут цепь на пуск агрегатов 2-й очереди. Однократность действия автоматики на пуск гидроагрегатов обеспечивается с помощью промежуточного реле *KL4*, которое размыкает свои контакты *KL4.1* с небольшим замедлением после того, как сработает проме-

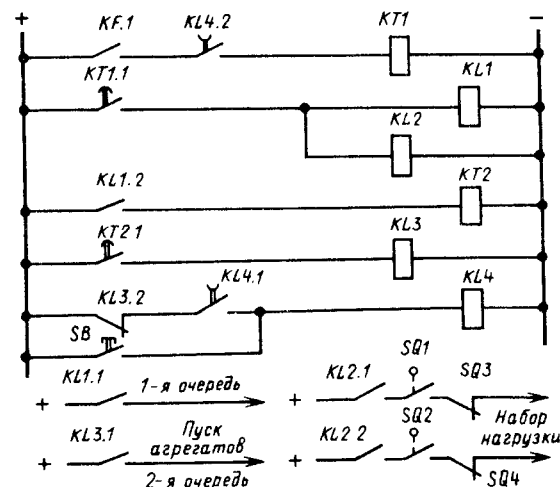


Рис. 9.7. Схема автоматического пуска гидрогенераторов при понижении частоты в энергосистеме

жуточное реле *KL3*, пускающее агрегаты 2-й очереди. Возврат схемы в исходное положение осуществляется вручную кнопкой *SB*, в результате чего срабатывает и самоудерживается реле *KL4*, замыкающий контакт *KL4.2* которого подготавливает цепь на обмотку реле времени *KT1*.

В тех случаях, когда на гидроэлектростанции предусмотрена работа гидроагрегатов в режиме синхронных компенсаторов, рассматриваемая автоматика, срабатывая при понижении частоты, дает импульс на перевод агрегатов в генераторный режим.

Автоматика пуска гидроагрегатов при понижении частоты (АЧП) обеспечивает быстрый набор нагрузки гидроагрегатами, включенными в сеть и работающими в режиме генераторов и синхронных компенсаторов, благодаря чему может быть предотвращено срабатывание устройств АЧРП, имеющих большие выдержки времени. Пуск и включение в сеть остановленных гидрогенераторов, находившихся в резерве, способствуют ускорению восстановления частоты и включения в работу действием ЧАПВ отключенных потребителей.

Вопросы для самопроверки

1. Каково назначение АЧР?
2. Что такое "лавина частоты"?
3. Почему система АЧР выполняется с несколькими ступенями?
4. Что такое «регулирующий эффект нагрузки»?
5. Как предотвращается ложное отключение потребителей при кратковременных снижениях частоты на подстанциях?
6. Каково назначение дополнительной разгрузки?
7. Каково назначение ЧАПВ?
8. Зачем при понижении частоты в энергосистеме предусматривается отделение установок собственного расхода тепловых электростанций?
9. Каково назначение автоматического частотного пуска на ГЭС?

Глава десятая

ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА (ПА)

10.1. НАЗНАЧЕНИЕ И КЛАССИФИКАЦИЯ УСТРОЙСТВ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ

Развитие энергосистем и соединение их в крупные объединенные энергосистемы (ОЭС), сооружение сверхмощных ТЭС и ГЭС и протяженных сильно загруженных электропередач выдвинули ряд новых требований в части дальнейшей автоматизации управления режимами энергосистем. В связи с этим возникла необходимость: непрерывного контро-

ля за режимами линий электропередачи, нагрузка которых может внезапно возрасти; выявления моментов отключения линий, сопровождающихся набросами мощности и опасными перегрузками параллельных линий, автотрансформаторов и другого оборудования; выявления моментов разрыва электропередач, нарушения устойчивости и характера возникшего при этом асинхронного режима. Опасность нарушения нормального режима может возникнуть также и при слабых возмущениях, например при медленном увеличении передаваемой по линии мощности, приводящем к нарушению статической устойчивости.

Нарушение нормального режима при больших возмущениях происходит весьма быстро, предотвратить и даже ликвидировать это нарушение действиями обслуживающего персонала практически невозможно. Для решения этой задачи используются различные средства ПА.

По своему назначению все устройства ПА можно разделить на несколько видов:

- 1) устройства автоматического предотвращения нарушения устойчивости параллельной работы (АПНУ);
- 2) устройства автоматической ликвидации асинхронного режима (АЛАР);
- 3) устройства автоматического ограничения повышения частоты (АОПЧ);
- 4) устройства автоматического ограничения снижения частоты (АОСЧ), в том числе автоматической частотной разгрузки (АЧР);
- 5) устройства автоматического ограничения снижения напряжения (АОСН);
- 6) устройства автоматического ограничения повышения напряжения (АОПН);
- 7) устройства автоматической разгрузки оборудования (АРО).

Назначение различных видов противоаварийной автоматики можно проследить на примерах качественного анализа влияния аварийных возмущений на режим работы энергосистемы, схема которой приведена на рис. 10.1.

В качестве одного из примеров рассмотрим влияние КЗ на одной из параллельных линий участка ЭС3–ЭС4. После отключения поврежденной линии устройства релейной защиты мощность, ранее передававшаяся по двум линиям, будет передаваться по одной и может превысить неко-

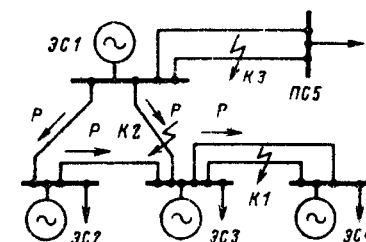


Рис. 10.1. Схема энергосистемы

торое предельное значение, следствием чего будет нарушение устойчивости параллельной работы генераторов электростанций ЭС1–ЭС3 относительно генераторов электростанции ЭС4. Для предотвращения этого нарушения применяются устройства АПНУ, действующие на ограничение мощности генераторов передающей части энергосистемы (электростанции ЭС1–ЭС3). Для того чтобы это ограничение мощности не вызывало снижения частоты в энергосистеме, в приемной части ее (на электростанции ЭС4) применяются устройства, действующие на увеличение загрузки работающих генераторов или отключение части потребителей.

Опасность нарушения устойчивости может возникнуть и при КЗ на линии ЭС1–ЭС3, поскольку мощность, вырабатываемая электростанцией ЭС1, будет передаваться по линии ЭС1–ЭС2, увеличивая ее нагрузку. В этих условиях возможно нарушение устойчивости параллельной работы генераторов электростанции ЭС1 относительно остальной части энергосистемы. Для предотвращения нарушения устойчивости в рассматриваемом случае ограничения мощности следует применить на электростанции ЭС1, а увеличение загрузки работающих генераторов или отключение нагрузки потребителей – на электростанциях ЭС2–ЭС4.

При отказах устройств АПНУ возможно нарушение устойчивости параллельной работы и как следствие – возникновение асинхронного хода, являющегося наиболее опасным нарушением режима, поскольку он сопровождается глубокими колебаниями напряжения в узловых точках энергосистемы, что неблагоприятно для работы потребителей. Кроме того, в асинхронном режиме электростанции, вышедшие из синхронизма, перестают выдавать мощность в приемную энергосистему. Последнее обстоятельство приводит к тому, что частота в передающей части энергосистемы (избыточной по мощности) увеличивается, а в приемной части (дефицитной по мощности) уменьшается.

Для прекращения асинхронного режима применяются устройства АЛАР, действующие на восстановление синхронизма (ресинхронизацию) или разделение энергосистемы на несинхронно работающие части. Для обеспечения ресинхронизации выполняются мероприятия, направленные на выравнивание частот: в передающей части энергосистемы применяется разгрузка турбин электростанций или отключение части генераторов, в приемной части энергосистемы – загрузка работающих генераторов или отключение части нагрузки.

Одним из тяжелых видов аварийного возмущения является также разрыв электропередачи, связывающей две части энергосистемы. Так, при разрыве электропередачи ЭС3–ЭС4 (рис. 10.1), возникающем при отключении одной из параллельных линий в условиях, когда вторая параллельная линия выведена в ремонт, в одной части энергосистемы (на электростанциях ЭС1–ЭС3) возникает избыток мощности генераторов, в другой части, питающейся от ЭС4, – дефицит. Избыток мощности может привести к опасному повышению частоты. Для предотвращения указанного предусматриваются устройства АОПЧ, действующие

на разгрузку турбин электростанций или на отключение части генераторов (в основном гидрогенераторов), или на отделение тепловых электростанций от гидроэлектростанций с примерно сбалансированной нагрузкой.

Дефицит мощности, приводящий к опасному понижению частоты, ликвидируется устройствами АОСЧ, которые действуют на автоматический частотный ввод резерва, автоматическую частотную разгрузку потребителей (АЧР) или на выделение электростанций со сбалансированной нагрузкой для сохранения их собственных нужд.

В дефицитной части энергосистемы помимо снижения частоты возможно снижение напряжения, обусловленное дефицитом реактивной мощности. Опасность снижения напряжения связана с возможностью нарушения устойчивости потребителей и возникновения «лавины» напряжения. Для предотвращения опасного снижения напряжения предусматриваются устройства АОСН, действующие на форсировку возбуждения генераторов, отключение шунтирующих реакторов и отключение части нагрузки.

Линии электропередачи напряжением 330 кВ и выше могут быть источниками опасного для электрооборудования электростанций и подстанций повышения напряжения при их одностороннем отключении. Для предотвращения длительного повышения напряжения применяют устройства АОПН, действующие на включение шунтирующих реакторов или отключение линии.

Отключение одной из линий, питающих нагрузку подстанции ПС (рис. 10.1), может вызвать перегрузку оставшейся в работе линии по условию ее термической стойкости. Для предотвращения повреждения линии используются устройства АРО, действующие на ограничение мощности питающей электростанции (если это мероприятие эффективно) или на отключение части нагрузки.

В данной главе рассматривается часть из перечисленных устройств: устройства, предназначенные для предотвращения нарушения устойчивости параллельной работы (см. § 10.4), и устройства автоматической ликвидации асинхронного режима (см. § 10.6).

10.2. ПОНЯТИЕ ОБ УСТОЙЧИВОСТИ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Статическая устойчивость

Под статической устойчивостью понимается способность энергосистемы сохранять синхронную параллельную работу генераторов при малых возмущениях и медленных изменениях параметров режима.

На рис. 10.2,а показана схема электрической системы, состоящей из электростанции ЭС, линии электропередачи W и приемной энергосистемы бесконечно большой мощности. Известно, что электрическая мощ-

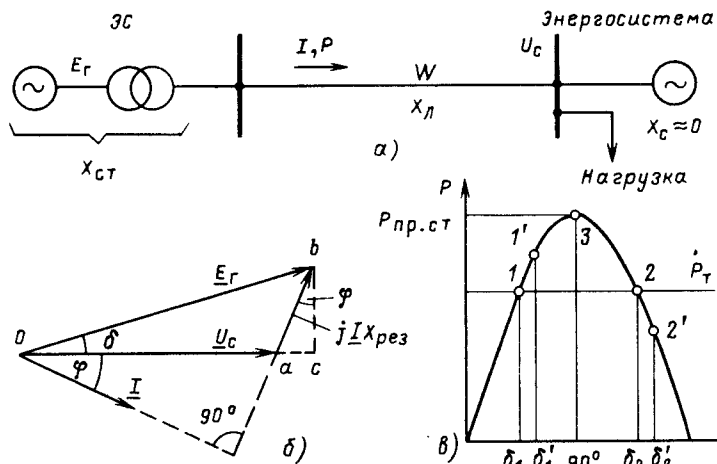


Рис. 10.2. Схема электропередачи (а), векторная диаграмма тока и напряжений (б) и угловая характеристика электропередачи (в)

ность P , вырабатываемая электростанцией и потребляемая нагрузкой энергосистемы, равна

$$P = \frac{E_G U_c}{X_{рез}} \sin \delta, \quad (101)$$

где E_G — ЭДС генераторов электростанции; U_c — напряжение энергосистемы; $X_{рез}$ — результирующее сопротивление генераторов электростанции, линии электропередачи и энергосистемы.

Если ЭДС генераторов E_G , напряжение системы U_c и $X_{рез}$ неизменны, то электрическая мощность, передаваемая электростанцией в энергосистему, зависит от угла между векторами $\underline{E}_G$ и $\underline{U}_c$ (рис. 10.2,б). Эта зависимость имеет синусоидальный характер, она получила название угловой характеристики электропередачи (рис. 10.2,в).

Максимальное значение мощности, которая может быть передана в энергосистему, называется пределом статической устойчивости:

$$P_{пр.ст} = \frac{E_G U_c}{X_{рез}}. \quad (10.2)$$

Это значение мощности соответствует амплитуде угловой характеристики (точка 3 на рис. 10.2,в).

Устойчивость параллельной работы электростанции относительно приемной энергосистемы определяется соотношением механической

мощности, развиваемой турбинами станции, P_T и электрической мощности $P_э$, отдаваемой генераторами. Нормальный установившийся режим характеризуется равенством механической мощности, развиваемой турбинами, и электрической мощности, отдаваемой генераторами:

$$P_T = P_э. \quad (10.3)$$

Мощность турбины не зависит от угла δ и определяется только количеством энергоносителя, поступающего в турбину.

Условию (10.3) соответствуют точки 1 и 2 на рис. 10.2,в. Точка 1 является точкой устойчивого равновесия, а точка 2 — неустойчивого равновесия. Область устойчивой работы определяется диапазоном углов δ от 0 до 90° . В области углов, больших 90° , устойчивая параллельная работа невозможна.

Работа на предельной мощности, соответствующей углу 90° , не производится, так как малые возмущения, всегда имеющиеся в энергосистеме колебания нагрузки, могут вызвать переход в неустойчивую область и нарушение синхронизма. Максимальное допустимое значение передаваемой мощности принимается меньшим предела статической устойчивости.

Запас оценивается коэффициентом запаса статической устойчивости, %:

$$k_{з.ст} = \frac{P_{пр.ст} - P_{доп}}{P_{доп}} 100. \quad (10.4)$$

Запас статической устойчивости для электропередачи в нормальном режиме должен составлять не менее 20%, а в кратковременном послеаварийном режиме (до вмешательства персонала в регулирование режима) — не менее 8%.

Динамическая устойчивость

Под динамической устойчивостью понимается способность энергосистемы сохранять синхронную параллельную работу генераторов при значительных внезапных возмущениях, возникающих в энергосистеме (КЗ, аварийное отключение генераторов, линий, трансформаторов).

Для оценки динамической устойчивости применяется метод площадей. В качестве примера рассмотрим режим работы двухцепной электропередачи, связывающей электростанцию с энергосистемой, при КЗ на одной из линий с отключением поврежденной линии и ее успешным АПВ (рис. 10.3,а).

Исходный режим электропередачи характеризуется точкой 1, расположенной на угловой характеристике I , которая соответствует исходной схеме электропередачи (рис. 10.3,б). При КЗ в точке $K1$ на линии

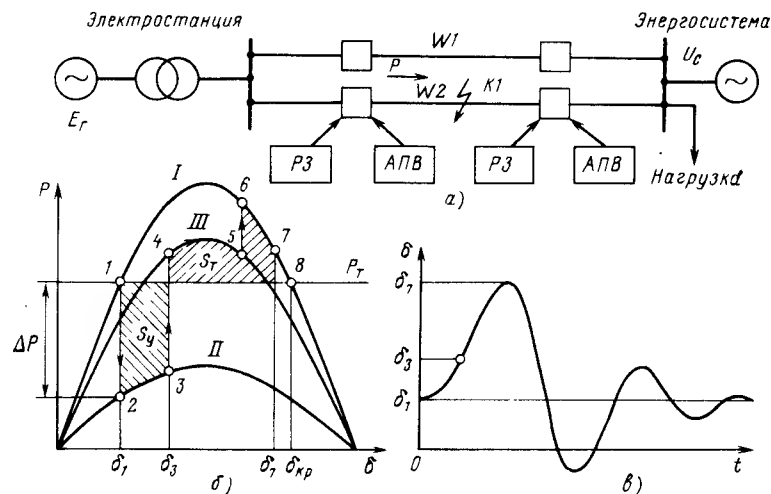


Рис. 10.3. Качественный анализ динамической устойчивости при КЗ на линии электропередачи:

а – схема электропередачи; б – угловые характеристики электропередачи; в – изменение угла δ во времени

W2 угловая характеристика электропередачи занимает положение II. Снижение амплитуды характеристики II вызвано значительным увеличением результирующего сопротивления $X_{рез}$ между точками приложения E_T и U_C . В момент КЗ происходит сброс электрической мощности на величину ΔP за счет снижения напряжения на шинах станции (точка 2 на рис. 10.3, б). Сброс электрической мощности зависит от вида КЗ и его места. В предельном случае при трехфазном КЗ на шинах станции происходит сброс мощности до нуля. Под действием избытка механической мощности турбин над электрической мощностью роторы генераторов станции начинают ускоряться, а угол δ увеличивается. Процесс изменения мощности идет по характеристике II. Точка 3 соответствует моменту отключения поврежденной линии с двух сторон устройствами релейной защиты РЗ. После отключения линии режим электропередачи характеризуется точкой 4, расположенной на характеристике III, которая соответствует схеме электропередачи с одной отключенной линией. За время изменения угла от δ_1 до δ_3 роторы генераторов станции приобретают дополнительную кинетическую энергию. Эта энергия пропорциональна площади, ограниченной линией P_T , характеристикой II и ординатами в точках 1 и 3. Эта площадь получила название *площадки ускорения* S_y . В точке 4 начинается процесс торможения роторов, так как электрическая мощность больше мощности турбин. Но процесс торможения происходит с увеличением угла δ . Увеличение угла δ будет продолжаться до тех пор, пока вся запасенная кинетическая энер-

гия не перейдет в потенциальную. Потенциальная энергия пропорциональна площади, ограниченной линией P_T и угловыми характеристиками послеаварийного режима. Эта площадь получила название *площадки торможения* S_T . В точке 5 по истечении некоторой паузы после отключения линии W2 срабатывает устройство АПВ (предполагается использование трехфазного быстродействующего АПВ с малой паузой). При успешном АПВ процесс увеличения угла будет продолжаться по характеристике I (точка 6), соответствующей исходной схеме электропередачи. Увеличение угла прекратится в точке 7, которая характеризуется равенством площадок S_y и S_T . В точке 7 переходный процесс не останавливается: вследствие того что электрическая мощность превышает мощность турбин, будет продолжаться процесс торможения по характеристике I, но только с уменьшением угла. Процесс установится в точке 1 после нескольких колебаний около этой точки. Характер изменения угла δ во времени показан на рис. 10.3, в.

С целью упрощения анализа мощность турбин P_T во время переходного процесса принята неизменной. В действительности она несколько меняется вследствие действия регуляторов частоты вращения турбин.

Таким образом, анализ показал, что в условиях данного примера сохраняется устойчивость параллельной работы. Необходимым условием динамической устойчивости является выполнение условий статической устойчивости в послеаварийном режиме. В рассмотренном примере это условие выполняется, так как мощность турбин не превышает предела статической устойчивости.

Устойчивость параллельной работы была бы нарушена, если бы в переходном процессе угол δ перешел значение, соответствующее точке 8. Точка 8 ограничивает справа максимальную площадку торможения. Угол, соответствующий точке 8, получил название *критического* $\delta_{кр}$. При переходе этой границы наблюдается лавинное увеличение угла δ , т.е. выпадение генераторов из синхронизма.

Запас динамической устойчивости оценивается коэффициентом, равным отношению максимально возможной площадки торможения к площадке ускорения:

$$k_{з.дин} = S_{Tmax}/S_y. \quad (10.5)$$

При $k_{з.дин} > 1$ режим устойчив, при $k_{з.дин} < 1$ происходит нарушение устойчивости.

В случае неуспешного АПВ (включения линии на неустраившееся КЗ) процесс из точки 5 перейдет на характеристику II. Нетрудно убедиться, что в условиях данного примера устойчивость после повторного КЗ и последующего отключения линии не сохраняется.

10.3. СРЕДСТВА ПОВЫШЕНИЯ СТАТИЧЕСКОЙ И ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ

Средства повышения статической устойчивости

Одним из эффективных средств повышения статической устойчивости является применение АРВ генераторов (см. гл. 7).

На рис. 10.4 показаны сравнительные угловые характеристики электропередачи без автоматического регулирования возбуждения генераторов (характеристика *I*) и с автоматическим регулированием (характеристика *II*). При действии устройств АРВ генераторов электростанции угловая характеристика видоизменяется: максимум характеристики смещается в область значений углов δ , больших 90° .

Эффективными средствами повышения устойчивости являются все виды АПВ (см. гл. 2). Если указанные выше средства не обеспечивают необходимого запаса устойчивости, то применяется ограничение мощности, передаваемой в приемную часть энергосистемы, путем разгрузки турбин через их системы регулирования или отключения части генераторов в передающей части энергосистемы. Отключение используется и как средство для повышения динамической устойчивости. Для повышения эффективности ограничения мощности генераторов оно выполняется совместно с делением передающей части энергосистемы (электростанции) на две несинхронно работающие части.

Чтобы исключить нежелательное снижение частоты в энергосистеме, ограничение мощности генераторов в передающей части энергосистемы выполняется совместно с отключением части потребителей в приемной ее части. Такое комплексное управление, являющееся наиболее эффективным средством повышения устойчивости, требует для его реализации значительных затрат на создание рассредоточенной системы автоматического отключения нагрузки (САОН). Отключение генераторов получило широкое применение на ГЭС, так как обратное включение гидрогенераторов может быть выполнено за относительно небольшое время.

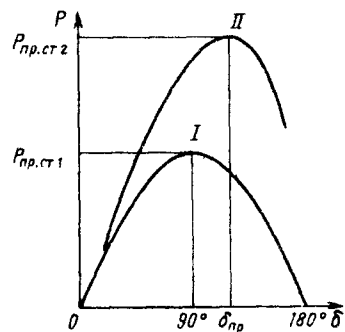


Рис. 10.4. Влияние АРВ генераторов на угловую характеристику электропередачи:
I — характеристика без АРВ; *II* — характеристика с АРВ

Средства повышения динамической устойчивости

Кардинальным средством повышения динамической устойчивости при КЗ является снижение его длительности применением более быстродействующих защит и выключателей. Эффективность этого средства показана на рис. 10.5. Точками 3 и 3' обозначены моменты отключения КЗ при различной его длительности. Ускоренное отключение КЗ в точке 3' ограничивает площадку ускорения характеристикой P_{T1} , характеристикой *II* и ординатами 1–2 и 3'–4'.

Форсировка возбуждения также способствует повышению устойчивости. На рис. 10.5 показано ее влияние. Действуя во время КЗ, она повышает ЭДС генераторов и напряжение на шинах электростанции, что приводит к уменьшению сброса электрической мощности. Угловая характеристика, соответствующая режиму КЗ, занимает положение *II'*, площадка ускорения уменьшается: она ограничивается линиями P_{T1} , *II'* и ординатами 1–2' и 3''–4. Форсировка возбуждения может быть полезной и после отключения КЗ. В этом случае она способствует увеличению площадки торможения.

Автоматическое повторное включение линии как средство повышения динамической устойчивости может быть эффективным, если время бестоковой паузы АПВ меньше времени, за которое угол δ достигает критического значения. В этих условиях успешное АПВ увеличивает площадку торможения и тем самым ограничивает увеличение угла δ (см. рис. 10.3,б). Практически указанный эффект может быть получен от применения устройства быстродействующего АПВ (БАПВ) с временем бестоковой паузы не более 0,3–0,5 с.

Отключение части генераторов применяется на электростанциях передающей части энергосистемы. Эффективность этого средства иллюстрируется рис. 10.5. Отключение генераторов общей мощ-

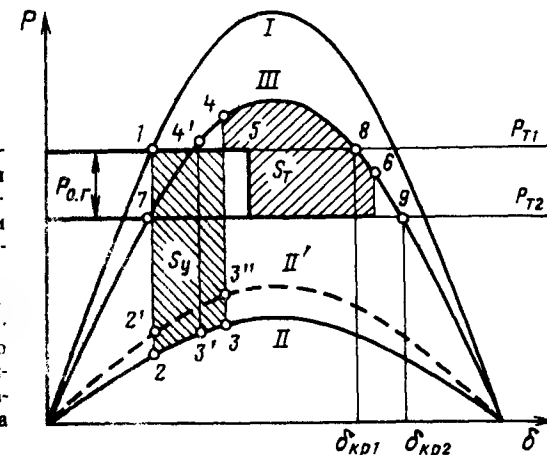


Рис. 10.5. Угловые характеристики электропередачи при КЗ на одной из параллельных линий с учетом действия устройства автоматики:

I — характеристика исходного режима; *II* — характеристика КЗ; *II'* — то же с учетом действия форсировки возбуждения генераторов; *III* — характеристика послеаварийного режима

ностью $P_{0.г}$ в момент времени, соответствующий точке 5, приводит к снижению мощности турбин от исходного значения $P_{Т1}$ до $P_{Т2}$, а следовательно, к увеличению максимальной площадки торможения. Одновременно происходит увеличение критического угла от $\delta_{кр1}$ до $\delta_{кр2}$. Положение точки 5 зависит от времени действия устройства автоматики и времени отключения выключателей генераторов. Как видно из рисунка, максимальное значение угла δ в переходном процессе (точка 6) не превышает критического значения $\delta_{кр2}$. Динамическая устойчивость не нарушается. Новый режим устанавливается в точке 7, характеризующейся равенством мощности турбин $P_{Т2}$ и электрической мощности, передаваемой в энергосистему по оставшейся в работе линии.

Кратковременная импульсная разгрузка тепловых турбин может оказаться достаточной для сохранения динамической устойчивости. После затухания переходного процесса мощность турбин может быть восстановлена.

Импульсная разгрузка турбин предусматривается на энергоблоках большой мощности тепловых электростанций. Импульсная разгрузка на ГЭС не применяется, так как она неэффективна из-за медленнодействующей системы регулирования частоты вращения гидравлических турбин.

Для выполнения импульсной разгрузки тепловые турбины оборудуются специальными электрогидравлическими преобразователями (ЭГП), которые преобразуют электрические сигналы устройств противоаварийной автоматики в гидравлические воздействия на систему регулирования частоты вращения. Электрогидравлический преобразователь обеспечивает быстрый ввод в систему регулирования сигнала разгрузки. После снятия сигнала разгрузки система регулирования восстанавливает мощность турбины до первоначального значения. На рис. 10.6,а показано изменение мощности турбины во времени при импульсном воздействии на систему регулирования турбины через ЭГП. Глубина и скорость разгрузки зависят от параметров регулирующего импульса —

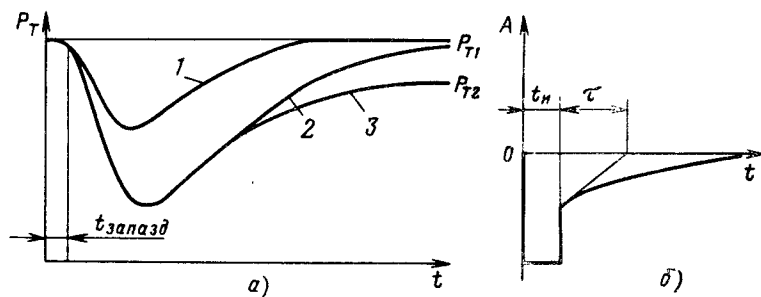


Рис. 10.6. Импульсная разгрузка турбины через ЭГП:

а — изменение мощности турбины во времени; б — форма электрического импульса ЭГП

амплитуды A и длительности импульса t_n (рис. 10.6,б). Характеристики 1 и 2 соответствуют импульсам различной амплитуды или длительности. Чем больше амплитуда и длительность импульса, тем быстрее и глубже снижение мощности турбины. Снижение мощности турбины начинается с запаздыванием 0,15–0,2 с, обусловленным инерционностью элементов гидравлической системы регулирования и наличием паровых объемов перед турбиной. Минимальное значение мощности достигается через 0,5–0,7 с после подачи импульса регулирования.

Для сохранения статической устойчивости послеаварийного режима воздействие через ЭГП дополняется воздействием на ограничение мощности турбин через механизм управления турбины (МУТ) (см. § 8.2). Характеристика 3 на рис. 10.6,а показывает изменение мощности турбины при ее разгрузке через ЭГП и МУТ. В установившемся послеаварийном режиме мощность турбины $P_{Т2}$ меньше мощности турбины исходного режима $P_{Т1}$.

Импульс регулирования (рис. 10.6,б) показан в виде отрицательного сигнала (сигнала на уменьшение мощности) с экспоненциальным затуханием, характеризующимся постоянной времени τ . Экспоненциальный сьем сигнала создает замедление в наборе мощности турбиной и предотвращает нарушение устойчивости во втором цикле качаний.

10.4. УСТРОЙСТВА ПА ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ НАРУШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ

Структура устройств

В настоящее время в качестве основной принята централизованная система противоаварийного управления, включающая в себя комплекс устройств, предназначенных для предотвращения нарушения устойчивости в районе противоаварийного управления.

На рис. 10.7 показан пример упрощенной структурной схемы централизованной системы противоаварийной автоматики. Независимо от конфигурации района противоаварийного управления, от вида возмущений, на которые реагируют устройства, от используемых средств повышения устойчивости система ПА содержит следующие взаимосвязанные основные устройства:

пусковые органы *ПО* — выявляют аварийные возмущения в энергосистеме или переходные процессы, опасные для устойчивости, а также тяжесть этих возмущений. Тяжесть КЗ, например, оценивается его видом, длительностью, значением сброса активной мощности или снижением напряжения.

При срабатывании пусковых органов на их выходах появляются сигналы A , которые используются другими устройствами ПА для формирования сигналов управляющих воздействий. Пусковые органы размещаются на объектах, где фиксируются аварийные возмущения;

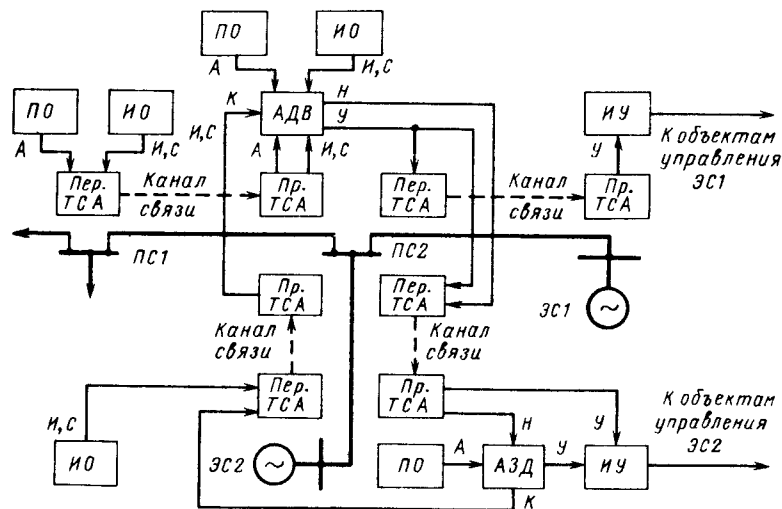


Рис. 10.7. Структурная схема ПА района противоаварийного управления:
Пр. — приемник; Пер. — передатчик

измерительные органы *ИО* — осуществляют измерение параметров исходного режима энергосистемы (перетоков мощности по линиям электропередачи, загрузки генераторов электростанций и т.п.) и дают информацию об исходной схеме сети (о включенном или отключенном состоянии линий электропередачи и других элементов энергосистемы). Эта информация характеризует напряженность исходного режима и используется для работы устройства автоматической дозировки управляющих воздействий *АДВ*;

устройство *АДВ* — в зависимости от параметров исходного режима и схемы сети определяет для каждого возмущения, фиксируемого соответствующим пусковым органом, интенсивность управляющих воздействий, необходимую для сохранения устойчивости параллельной работы. Оно является центральным устройством ПА в районе противоаварийного управления. Устройство *АДВ* получает информацию от измерительных органов (сигналы *И, С*) и подготавливает управляющие воздействия.

Устройство *АДВ* является логико-вычислительным. Оно может быть выполнено с применением релейных логических элементов или ЭВМ. В последнем случае рассчитанные в устройстве *АДВ* значения управляющих воздействий запоминаются в отдельном устройстве автоматического запоминания дозировки *АЗД*. Устройство *АЗД* устанавливается в месте установки *АДВ* или в местах реализации управляющих воздействий, например на электростанции *ЭС2*. Устройство *АЗД* по сигналам настройки *Н* подготавливает в исходном режиме цепи для прохожде-

ния аварийных сигналов *ПО* на электростанцию *ЭС2*. Применение вынесенных устройств *АЗД* (по отношению к месту установки устройства *АДВ*) обеспечивает повышение быстродействия и надежности противоаварийного управления;

исполнительные устройства *ИУ* — реализуют сформированные устройством *АДВ* управляющие воздействия;

устройство телепередачи сигналов автоматики *ТСА* — обеспечивают связь и взаимодействие между собой отдельных устройств системы ПА. С помощью устройств *ТСА* осуществляется телепередача следующих сигналов: аварийных сигналов, передаваемых от *ПО* и *АДВ* или к *АЗД*; сигналов управляющих воздействий, передаваемых от *АДВ* или от *АЗД* к *ИУ*; информации об исходном режиме и схеме сети, передаваемой от *ИО* к *АДВ*; сигналов настройки вынесенных устройств *АЗД*, передаваемых от *АДВ* к *АЗД*; сигналов контроля положения элементов устройств *АЗД*, передаваемых от *АЗД* к *АДВ*.

Сигналы пусковых органов и сигналы управляющих воздействий составляют аварийную информацию. Она должна передаваться по возможности быстро, без задержки. Для этой цели используется аппаратура быстродействующей телепередачи сигналов (см. § 10.5). Остальные сигналы составляют доаварийную информацию. Эта информация передается непрерывно с помощью различных устройств телемеханики.

Схема пусковых органов устройств ПА

В зависимости от вида аварийных возмущений в энергосистеме применяют различные пусковые органы.

Пусковой орган, фиксирующий отключение линии электропередачи по положению ее выключателей, срабатывает при отключении линии тремя фазами по любой причине. Пусковыми элементами устройства являются контакты реле блокировки от многократного включения трех фаз *KBS.A, KBS.B, KBS.C* и реле положения "Отключено" трех фаз *KQT.A, KQT.B, KQT.C* из схемы управления выключателем (рис. 10.8, катушки указанных реле на схеме не показаны). Схема составлена в предположении пофазного управления выключателем *Q*.

Использование реле *KBS* обеспечивает срабатывание пускового органа еще до отключения выключателя линии, чем обеспечивается ускорение действия ПА. Реле *KBS* в пусковой цепи помимо быстродействия существенно повышает надежность работы пускового органа, обеспечивая его срабатывание при неполнофазном отключении выключателя. В этих условиях пусковая цепь с контактами реле положения «Отключено» оказывается неработоспособной, так как реле *KQT* поврежденной фазы не срабатывает. Реле *KQT* трех фаз выключателя позволяют получить сигнал об отключении выключателя в течение всего времени, пока он отключен.

Возврат реле $KL3$ осуществляется после включения линии с двух сторон, для чего используются последовательно включенные контакты $KL2.3$ и $K1.2$. Возврат реле $KL3$ выполняется без выдержки времени, так как включение линии производится поочередно, сначала с одной стороны, а затем после успешного включения с данной стороны включается линия с противоположной стороны.

На линиях высокого напряжения чаще всего устанавливаются два выключателя с каждой стороны. Схема пускового органа при двух линейных выключателях аналогична рассмотренной. Предусматриваются элементы пускового органа для каждого из выключателей. Элементы, питаемые от источника оперативного тока, относящегося к линии ($\pm W$), являются общими для обоих выключателей. В эту часть схемы добавляются элементы фиксации отключения второго выключателя.

Иногда линия с двумя выключателями дополнительно оборудуется линейным разъединителем. В этом случае ремонтное состояние линии может существовать при включенных выключателях линии, шинных разъединителях, но при отключенном линейном разъединителе. Для исключения возврата реле $KL3$ в его цепь возврата включаются замыкающие вспомогательные контакты линейного разъединителя.

Устройство автоматической дозировки управляющих воздействий

Наибольшее распространение получили устройства АДВ, которые определяют интенсивность управляющих воздействий в исходном режиме до возникновения аварии для каждого из фиксируемых пусковыми органами аварийных возмущений.

На рис. 10.9 в качестве примера показаны зависимости мощности отключаемых генераторов $P_{0.г}$ от одного параметра — мощности, передаваемой по линии электропередачи в исходном режиме, $P_{исх}$ для двух пусковых органов (характеристики 1 и 2) при неизменных остальных параметрах энергосистемы. Эти характеристики можно построить по результатам расчетов устойчивости. Точки пересечения характеристик с осью $P_{исх}$ определяют пределы передаваемой мощности, при кото-

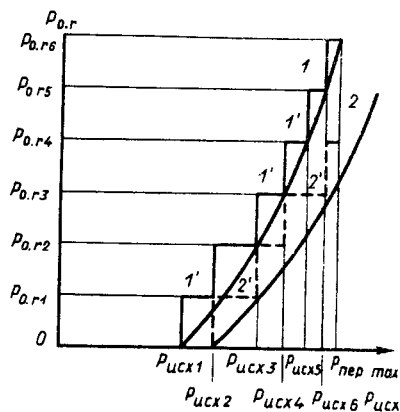


Рис. 10.9. Характеристики дозировки мощности отключаемых генераторов в зависимости от передаваемой мощности в исходном режиме

рых расчетные повреждения не требуют исключения генераторов для сохранения устойчивости. При больших значениях передаваемой мощности для сохранения устойчивости требуется ограничение мощности на определенное значение.

Наиболее простой вариант устройства АДВ выполняется с помощью дискретных (релейных) элементов. Изменение мощности $P_{исх}$ фиксируется с помощью нескольких реле активной мощности, настроенных на различные мощности срабатывания. Диапазон мощности, в котором работают реле, ограничен значениями $P_{исх1}$ и максимально возможной передаваемой мощностью $P_{пер. max}$. Каждой ступени исходной мощности соответствует определенная мощность отключаемых генераторов. Таким образом, расчетные характеристики 1 и 2 с помощью аналого-релейного преобразователя (АРП) аппроксимируются в ступенчатые характеристики 1' и 2'. Значения мощности срабатывания ступеней $P_{исх}$ определены по значениям мощностей отключаемых генераторов. Чем больше число ступеней $P_{0.г}$ и $P_{исх}$, тем точнее аппроксимация.

Одно из требований, предъявляемых к АРП, состоит в том, чтобы он фиксировал («запоминал») в течение некоторого времени значение активной мощности, передаваемой в предшествующем повреждении режиме. Ступени АРП не должны возвращаться в исходное положение при кратковременном снижении мощности, что может иметь место при КЗ и качаниях.

Упрощенная схема устройства АДВ на два пусковых органа $ПО1$ и $ПО2$ показана на рис. 10.10. Устройство АДВ дозирует мощность отключаемых генераторов только в зависимости от одного параметра — передаваемой мощности. Устройство реализует характеристики на рис. 10.9. Аналого-релейный преобразователь содержит шесть реле активной мощности $KW1-KW6$ и соответственно шесть выходных реле $KL1-KL6$. Реле мощности с большим номером настроены на большую мощность срабатывания. Контакты выходных реле используются для создания ступеней дозировки мощности отключаемых генераторов. Для настройки устройства на требуемую ступень отключения генераторов предусмотрен шинный коммутатор SC , который представляет собой коммутационное поле, состоящее из ряда горизонтальных и вертикальных шин. К горизонтальным шинкам подключаются цепи контактов выходных реле АРП, вертикальные шинки являются входными цепями исполнительного устройства. Каждая горизонтальная шинка может быть соединена электрически с любой вертикальной. Для этого нужно вставить штырь контактного разъема в гнездо на пересечении шинок (на рис. 10.10,а штыри контактного разъема условно показаны в виде стрелок). В штыри контактного разъема встроены диоды VD (рис. 10.10,б), исключающие образование обходных цепей (разделяющие цепи дозировки различных пусковых органов).

Недостаток устройства АДВ в релейном исполнении состоит в том, что оно определяет значения управляющих воздействий с погрешностью,

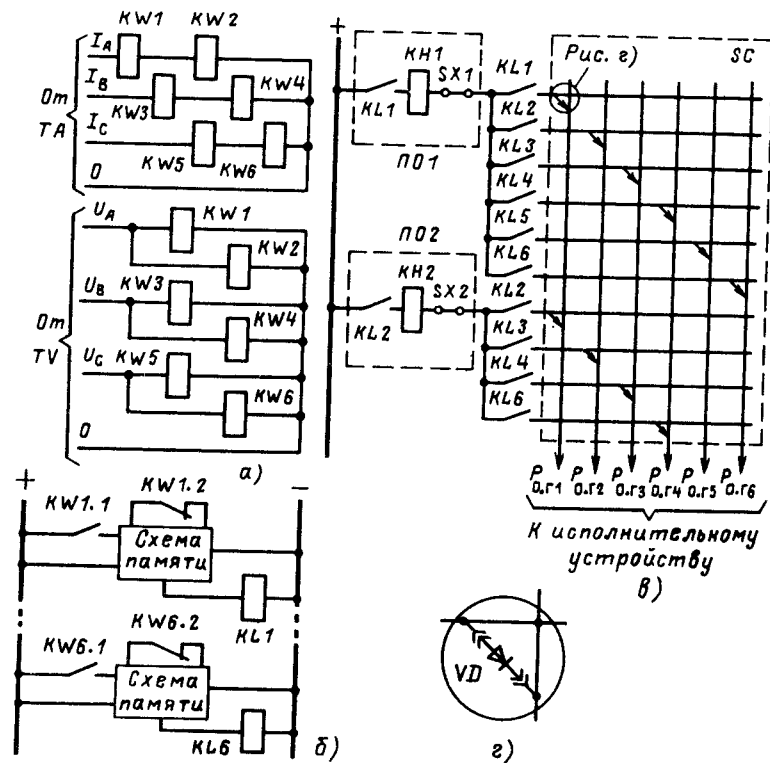


Рис. 10.10. Схема устройства автоматической дозировки управляющих воздействий:

а – схема цепей переменного тока и напряжения; б – схема фиксации мощности исходного режима; в – схема цепей дозировки; г – схема включения штыря контактного разъема шинного коммутатора

обусловленной ступенчатостью аппроксимирующей характеристики. Если значение управляющих воздействий зависит не от одного, а от большинства параметров энергосистемы и если требуется определять значения управляющих воздействий для большого числа пусковых органов, то и устройства АДВ, использующие релейные элементы, становятся сложными и громоздкими. В этих условиях целесообразно в качестве устройства АДВ использовать мини-ЭВМ, которые начинают внедряться в энергосистемах (см. гл. 11).

Исполнительные устройства ПА

На рис. 10.11 в качестве примера рассматривается устройство отключения генераторов, разработанное институтом «Энергосетьпроект».

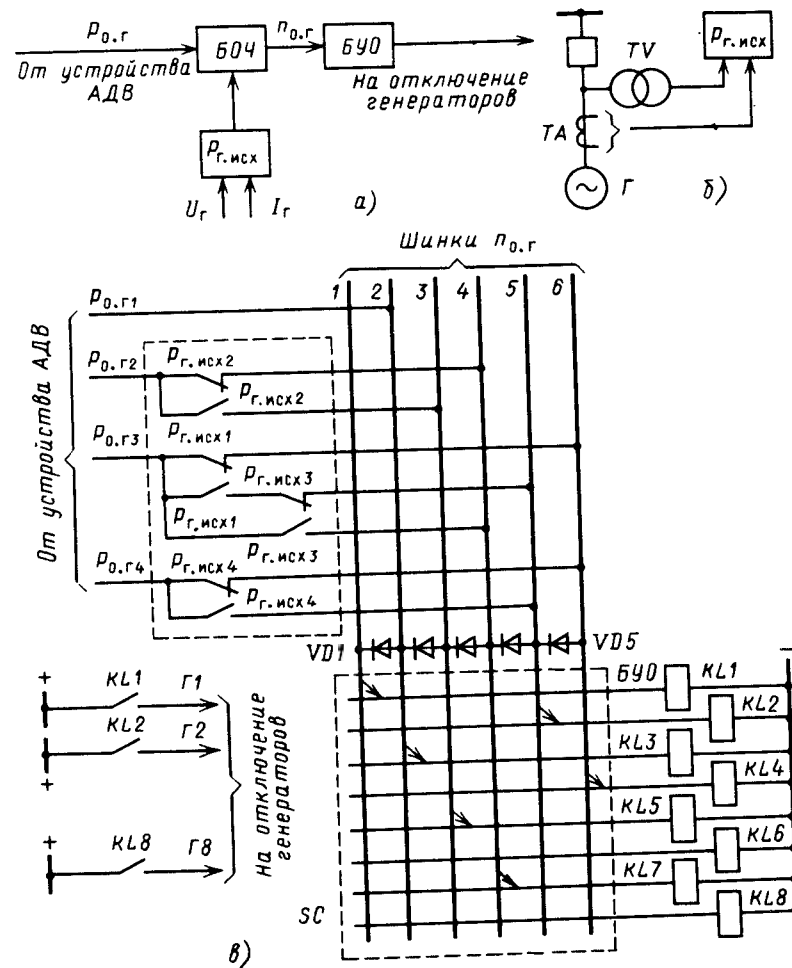


Рис. 10.11. Устройство отключения генераторов:

а – структурная схема; б – поясняющая схема; в – принципиальная схема

Устройство состоит из трех основных блоков (рис. 10.11, а): измерения мощности генератора в исходном режиме $P_{Г.исх}$, автоматического определения числа отключаемых генераторов БОЧ, установки очередности отключения генераторов БУО.

В устройстве решаются две задачи: первая состоит в определении числа отключаемых генераторов $n_{0.Г}$ по заданной устройством АДВ мощности $P_{0.Г}$ и мощности загрузки генераторов $P_{Г.исх}$, вторая – в определении очередности отключения генераторов. Число отключаемых

генераторов зависит от мощности загрузки каждого отключаемого генератора. С целью упрощения устройство выполнено в предположении одинаковой загрузки всех генераторов, что является достаточно вероятным, особенно на ГЭС с однотипными генераторами. В этих условиях достаточно измерять мощность одного генератора (рис. 10.11,б). Число отключаемых генераторов можно определить по формуле

$$n_{0,г} = P_{0,г} / P_{г,исх} \quad (10.6)$$

Так как величина $P_{0,г}$, поступающая на вход устройства, может принимать одно из нескольких заранее известных значений, зависимость (10.6) приобретает вид семейств гипербол (рис. 10.12).

В качестве примера рассмотрено устройство, устанавливаемое на электростанции, имеющей восемь генераторов. Число ступеней $P_{0,г}$, создаваемое устройством АДВ, равно четырем, причем значения $P_{0,г}$ соответственно равны в относительных единицах 1, 2, 3, 4. За одну относительную единицу принята номинальная мощность генератора. Минимальная нагрузка генератора принята равной $0,5 P_{г,ном}$, максимальное число генераторов, которое может быть отключено, — шести.

Поскольку число отключаемых генераторов может быть только целым, измерение мощности генератора может производиться также дискретно с помощью реле активной мощности, включенных на трансформаторы тока и напряжения измеряемого генератора. Схема аналого-релейного преобразователя мощности $P_{г,исх}$ аналогична схемам на рис. 10.10,а,б. Чтобы погрешность от дискретности фиксации $P_{г,исх}$ не проявлялась, число ступеней $P_{г,исх}$ должно приниматься равным общему числу пересечений горизонтальных линий числа $n_{0,г}$ с гиперболами. Для рассматриваемого примера достаточно использовать четыре реле активной мощности, настроенных на мощности срабатывания соответ-

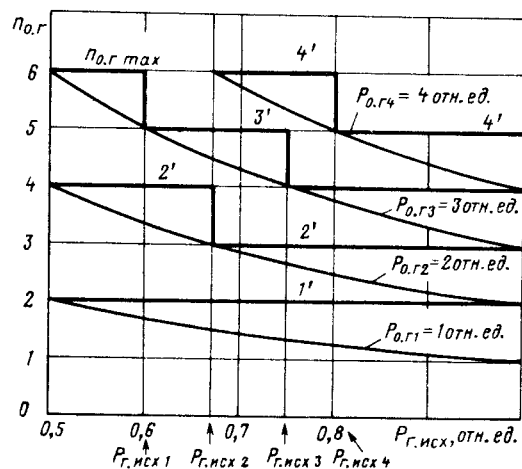


Рис. 10.12. Характеристики блока автоматического определения числа отключаемых генераторов (пример)

ственно 0,6; 0,67; 0,75; 0,8 отн. ед. Значения мощности 0,5 и 1,0 отн. ед. можно не фиксировать. Принимается, что генераторы несут нагрузку по 0,5 отн. ед., если ни одно из реле не срабатывает. Реле с мощностью срабатывания 1,0 отн. ед. также не требуется, так как режим с нагрузкой более $P_{г,ном}$ маловероятен.

Таким образом, непрерывные расчетные характеристики устройства аппроксимируются ступенчатыми, обозначенными на рис. 10.12 соответственно 1' — 4', причем аппроксимация выполняется таким образом, чтобы реальное число отключаемых генераторов было равно расчетному или больше него. Ступень отключаемой мощности $P_{0,г1}$, как видно из графика, независимо от загрузки генераторов требует отключения двух генераторов.

Блок БОЧ (рис. 10.11,в) представляет собой совокупность контактных цепей выходных реле ступеней $P_{г,исх}$, которые связывают между собой шинки величины $P_{0,г}$ с шинками $n_{0,г}$, причем каждому значению $P_{0,г}$ и $P_{г,исх}$ соответствует определенное значение $n_{0,г}$.

Блок установки очередности отключения генераторов БУО выполнен в виде шинного коммутатора SC. К вертикальным шинкам коммутатора подключены выходные цепи БОЧ, к горизонтальным шинкам — промежуточные реле KL1 — KL8, осуществляющие отключение генераторов.

Очередность отключения устанавливается персоналом в зависимости от состояния и технологических особенностей генераторов с помощью штекеров, связывающих шинки $n_{0,г}$ с соответствующими выходными реле. Каждая шинка $n_{0,г}$ связана с одним выходным реле. Для того чтобы при подаче напряжения на любую шинку $n_{0,г}$ отключалось требуемое число генераторов, предусмотрен диодный спуск VD1 — VD5 на шинки с меньшим номером. На рис. 10.11 показана следующая очередность: Г1, Г3, Г5, Г7, Г2, Г4, т.е. если блок БОЧ подал напряжение на шинку 3, то будут отключены генераторы Г1, Г3 и Г5. В данной настройке генераторы Г6 и Г8 не отключаются.

10.5. УСТРОЙСТВО ТЕЛЕПЕРЕДАЧИ АВАРИЙНЫХ СИГНАЛОВ АВТОМАТИКИ (ТСА)

Для телепередачи информации о срабатывании пусковых органов, команд управления и других аварийных сигналов ПА широкое применение получил комплекс аппаратуры, обладающий высоким быстродействием и повышенной надежностью функционирования. Комплекс аппаратуры для телепередачи аварийных сигналов автоматики включает в себя:

аппаратуру низкочастотных каналов автоматики типа АНКА, предназначенную для образования низкочастотных сигналов автоматики;

высокочастотную аппаратуру типа АВПА (аппаратура высокочастотная для противоаварийной автоматики), предназначенную для преобразования низкочастотных сигналов аппаратуры АНКА в высокочастотные.

Этот комплекс аппаратуры обеспечивает передачу сигналов по ВЧ каналу, образованному линией электропередачи. Схема подключения аппаратуры к воздушной линии W электропередачи показан на рис. 10.13. На передающем пункте $ПС1$ устанавливаются передатчики аппаратуры АНКА и АВПА, осуществляющие передачу сигналов пусковых органов $ПО$. На приемном пункте $ПС2$ с помощью приемников АВПА и АНКА осуществляются прием переданных сигналов и реализация их в исполнительном устройстве $ИУ$.

Если в качестве канала связи используется специальная проводная линия связи (кабель связи), то для передачи сигналов автоматики достаточно использования одной аппаратуры АНКА. В этом состоит преимущество раздельного исполнения тональной части и ВЧ части аппаратуры.

Аппаратура АНКА предназначена для преобразования дискретных сигналов автоматики, сигналов телемеханики или фазы напряжения промышленной частоты в частотно-модулированные сигналы низкой частоты в передатчике и для обратного преобразования этих сигналов в приемнике. Имеются две модификации аппаратуры: АНКА-14 — для передачи и приема 14 сигналов и АНКА-4 — для передачи и приема четырех сигналов автоматики.

Для передачи сигналов телемеханики на приемном и передающем пунктах должна использоваться соответствующая аппаратура телемеханики (аппаратура ТМ на рис. 10.13). Кроме того, на приемном пункте дополнительно должен использоваться приемник аппаратуры передачи телеинформации АПТ, предназначенный для преобразования частотно-

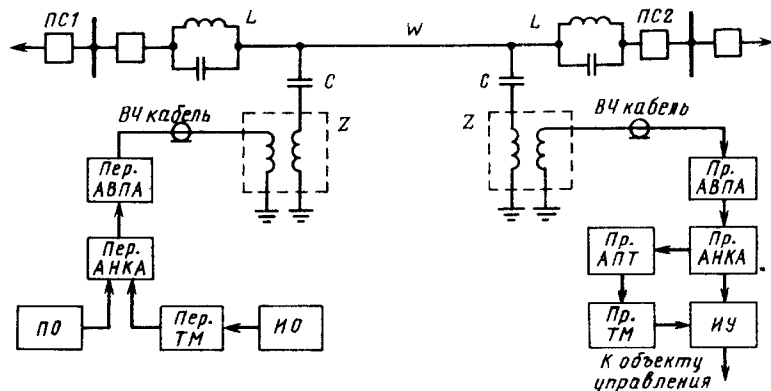


Рис. 10.13. Схема присоединения ВЧ аппаратуры к линии электропередачи

модулированных колебаний сигналов телемеханики в посылки постоянного тока, используемые далее в приемнике телемеханики.

Передача аварийных сигналов автоматики осуществляется одночастотным импульсным кодом, т.е. каждому сигналу автоматики соответствует импульс определенной частоты.

В режиме покоя (при отсутствии аварийных сигналов) генератор частоты непрерывно вырабатывает контрольную частоту. При передаче контрольной частоты непрерывно осуществляется контроль исправности канала связи, чем обеспечивается готовность аппаратуры для передачи аварийных сигналов. При подаче на вход передатчика рабочих сигналов автоматики передача контрольной частоты прекращается и осуществляется передача соответствующих частот сигналов автоматики.

Минимальное время передачи одного сигнала с момента подачи управляющего сигнала на вход передатчика до момента срабатывания выходного реле приемника не превышает 20 мс (при отключенном устройстве задержки в приемнике).

Передатчик АНКА позволяет передавать вместо сигналов ТИ—ТС фазу напряжения промышленной частоты. Передача фазы напряжения производится также методом частотной манипуляции. Передача сигналов ТИ—ТС или фазы напряжения производится непрерывно. В случае появления аварийных сигналов автоматики передача сигналов телемеханики или фазы прерывается на время подачи аварийных сигналов, т.е. отдается предпочтение аварийным сигналам.

10.6. АСИНХРОННЫЙ РЕЖИМ И УСТРОЙСТВА АВТОМАТИЧЕСКОЙ ЛИКВИДАЦИИ АСИНХРОННОГО РЕЖИМА

Общие положения

Асинхронный режим является следствием нарушения устойчивости параллельной работы отдельных частей энергосистемы. Причинами нарушения устойчивости могут быть отказ быстродействующих защит и отключение коротких замыканий резервными защитами, нерасчетные повреждения, непредвиденное развитие аварии (цепочечные аварии), отказ ПА, несинхронное АПВ.

Характерными признаками асинхронного режима являются периодические изменения угла между эквивалентными ЭДС несинхронно работающих частей энергосистемы, напряжения в различных точках электропередачи, тока и активной мощности электропередачи, сопротивления на зажимах реле сопротивления. Графики изменения указанных параметров показаны на рис. 10.14 и 10.15.

Периодическое уменьшение напряжения может вызвать расстройство работы потребителей, особенно если они подключены вблизи электрического центра качаний (ЭЦК); кроме того, снижение напряжения может представлять опасность нарушения устойчивости параллельной рабо-

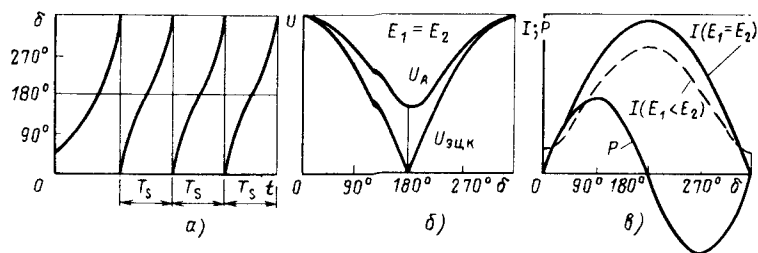


Рис. 10.14. Изменение угла между ЭДС $\underline{E}_1$ и $\underline{E}_2$ (а), напряжения в различных точках электропередачи (б) и активной мощности (в) в асинхронном режиме

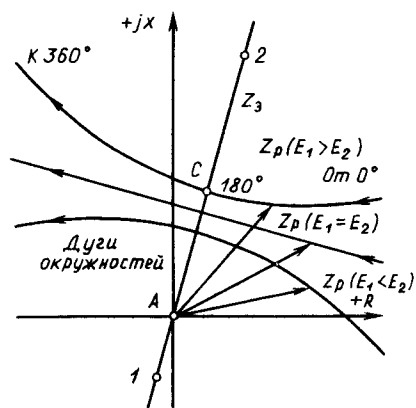


Рис. 10.15. Изменение сопротивления на зажимах реле сопротивления в асинхронном режиме:

1 и 2 — конечные точки в схеме замещения сопротивлений электропередачи; А — место установки автоматики; С — центр качаний

ты внутри синхронно работающих частей энергосистемы. Периодическое увеличение тока и снижение напряжения могут вызвать неселективную работу релейной защиты. Колебания активной мощности приводят к прекращению выдачи мощности электростанцией в приемную дефицитную энергосистему; кроме того, эти колебания приводят к дополнительным механическим усилиям на вал турбины. Повышение частоты в одной части энергосистемы и ее снижение в другой части представляют опасность для работы потребителей и генераторов.

Способы ликвидации асинхронного режима

Существуют два способа ликвидации асинхронного режима: ресинхронизация и разделение асинхронно работающих частей энергосистемы.

Ресинхронизацией называется процесс восстановления синхронизма из состояния асинхронного режима. Для обеспечения ресинхронизации должны быть приняты меры, направленные на выравнивание частот несинхронно работающих частей энергосистемы. Для этого в энер-

госистеме, работающей с повышенной частотой, производится быстрая разгрузка генераторов или отключение части генераторов. В энергосистеме, работающей с пониженной частотой, производится быстрая загрузка работающих генераторов, имеющих резерв мощности, частотный пуск гидрогенераторов или перевод гидрогенераторов из режима синхронных компенсаторов в генераторный режим и затем, при большом снижении частоты, отключение части потребителей от устройств АЧР или устройств автоматической ликвидации асинхронного режима. Для ускорения ресинхронизации в некоторых случаях производится деление энергосистемы, имеющей повышенную частоту, а затем разгрузка генераторов выделенной части. Процессу ресинхронизации способствует действие автоматических регуляторов частоты вращения турбин.

Разделение асинхронно работающих частей энергосистемы выполняется в тех случаях, когда недопустим длительный асинхронный режим или когда ресинхронизация невозможна. Такое деление сети немедленно ликвидирует асинхронный режим, не требуя дальнейшей ресинхронизации. Сечение деления должно быть выбрано таким, чтобы деление по нему создавало минимальный небаланс в разделившихся частях энергосистемы.

Принципы выполнения устройств автоматической ликвидации асинхронного режима

В энергосистемах применяется большое количество различных устройств автоматической ликвидации асинхронного режима, отличающихся способом выявления асинхронного режима и параметрами, на которые они реагируют.

В соответствии с характерными признаками асинхронного режима, рассмотренными в начале параграфа, применяются устройства, реагирующие на изменение тока, активной мощности в линии электропередачи, напряжения на шинах подстанции, сопротивления на зажимах реле сопротивления. Часто применяются комбинированные устройства, с помощью которых осуществляется контроль изменения не одного, а нескольких режимных параметров. К устройствам, выявляющим асинхронный режим, предъявляются следующие основные требования: селективность, чувствительность к асинхронному режиму, быстрота срабатывания, способность определения знака скольжения.

Под селективностью понимается свойство устройства отличать асинхронный режим в данном сечении электрической сети от асинхронного режима в смежных сечениях. Синхронные качания представляют значительно меньшую опасность, чем асинхронный режим, так как существуют кратковременно и характеризуются менее глубокими колебаниями режимных параметров.

В зависимости от знака скольжения выбираются мероприятия, которые необходимо выполнить для достижения ресинхронизации.

Ниже рассматривается устройство, разработанное институтом «Энергосетьпроект», которое в основном удовлетворяет поставленным требованиям. На рис. 10.16 показана структурная схема этого устройства. Устройство имеет трехступенчатое исполнение. Первая ступень (I) выявляет асинхронный режим на первом его цикле, вторая ступень (II) действует по истечении двух-четырех циклов асинхронного режима, третья ступень (III) действует с дополнительной выдержкой времени t_2 после срабатывания второй ступени. Асинхронный режим выявляется путем фиксирования изменения сопротивления на зажимах реле сопротивления, а также знака мощности электропередачи в этом режиме. Для этой цели в устройстве используется комплект реле сопротивления типа КРС-2, содержащий три направленных реле сопротивления $KZ1 - KZ3$. Для фиксирования изменения знака мощности используется макси-

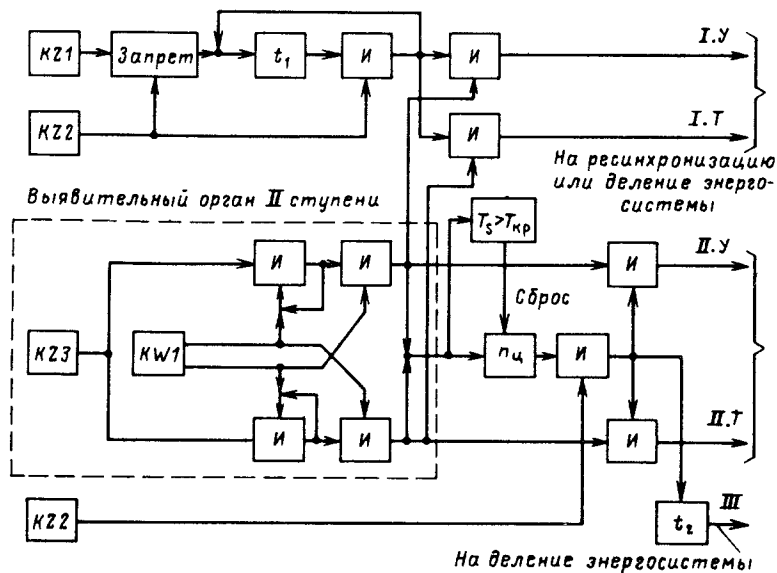


Рис. 10.16. Структурная схема устройства автоматической ликвидации асинхронного режима:

$KZ1 - KZ3$ — минимальные реле сопротивления; $KW1$ — максимальное реле мощности; t_1, t_2 — элементы выдержки времени; *Запрет* — логический элемент, в котором сквозной сигнал блокируется сигналом со знаком минус; *И* — логический элемент; *пц* — счетчик циклов; $T_s > T_{кр}$ — элемент контроля периода асинхронного режима T_s , срабатывающий при условии, что значение T_s превышает критическое значение $T_{кр}$; $I.Y, I.T, II.Y, II.T, III$ — выходные цепи трех ступеней устройства с фиксацией ускорения (Y) или торможения (T) генераторов энергосистемы

мальное реле мощности $KW1$ с двумя контактами $KW1.1$ и $KW1.2$. Применение реле сопротивления обеспечивает повышенную чувствительность по сравнению с другими видами пусковых органов и, кроме того, позволяет определить сечение асинхронного режима, в котором размещается электрический центр качаний. Реле сопротивления имеют независимую настройку и могут иметь в устройстве различное применение в зависимости от вида и расположения характеристики изменения сопротивления на зажимах реле Z_p в асинхронном режиме. В качестве примера на рис. 10.17, в показаны характеристики реле сопротивления для одного из вариантов их использования.

Первая ступень устройства. Необходимость действия устройства на первом цикле возникает при нарушении устойчивости, которое сопровождается глубоким снижением напряжения, грозящим серьезным рас-

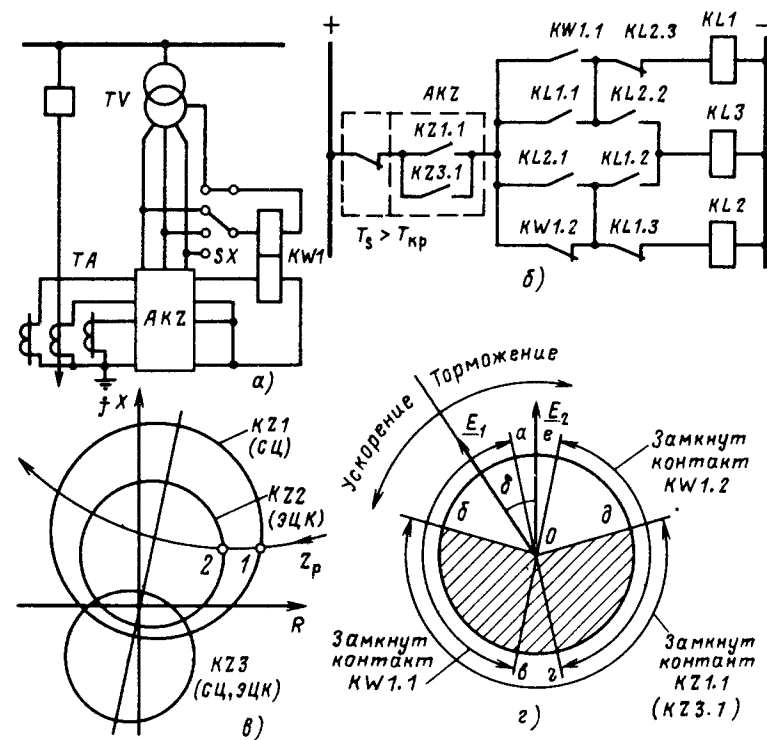


Рис. 10.17. Выявительный орган устройства автоматической ликвидации асинхронного режима:

а — схема цепей переменного тока и напряжения; *б* — схема оперативных цепей выявительного органа второй ступени устройства; *в* — характеристики срабатывания реле сопротивления; *г* — угловая диаграмма работы реле

стройством работы потребителей или дополнительным выходом из синхронизма генераторов в другом узле энергосистемы. Принцип действия первой ступени устройства, выявляющей асинхронный режим на первом цикле, основан на измерении скорости изменения сопротивления на зажимах реле сопротивления. Эта скорость фиксируется с помощью двух реле сопротивления $KZ1$ и $KZ2$, имеющих различные характеристики срабатывания (рис. 10.16 и 10.17,а). При нарушении синхронизма годограф сопротивления на зажимах реле сопротивления Z_p последовательно входит сначала в зону срабатывания чувствительного реле сопротивления $KZ1$, а затем грубого реле $KZ2$. При срабатывании $KZ1$ (точка 1 на рис. 10.17,а) пускается элемент времени t_1 , имеющий выдержку времени 0,1–0,2 с. Дальнейшее изменение Z_p приводит к срабатыванию реле $KZ2$ (точка 2 на рис. 10.17,а) и появлению логического сигнала на выходе первого элемента И. Чтобы этот сигнал не исчезал вследствие срабатывания элемента *Запрет*, предусмотрено удерживание сигнала с помощью обратной связи, соединяющей выход элемента И с входом элемента t_1 . Поочередное срабатывание двух реле сопротивления означает, что происходит процесс снижения сопротивления, не свойственный процессу снижения сопротивления при коротких замыканиях или неисправности в измерительных цепях напряжения. Однако поочередного срабатывания двух реле сопротивления недостаточно для селективного определения нарушения синхронизма, это срабатывание может иметь место при синхронных качаниях. Вторым условием срабатывания первой ступени устройства является прохождение угла δ между векторами ЭДС двух частей энергосистемы через критическое значение. Сигнал о прохождении угла δ через критическое значение поступает от выявительного органа второй ступени устройства на входы элементов И первой ступени, причем этот сигнал существует в одном из двух видов в зависимости от того, ускоряются или тормозятся генераторы той части энергосистемы, в которой установлено устройство. Если имеет место ускорение генераторов, на выходе устройства появляется сигнал $I.Y$, если имеет место торможение генераторов – сигнал $I.T$.

Характеристика срабатывания реле $KZ2$ выбирается такой, чтобы обеспечивалось селективное действие устройства при условии расположения ЭЦК в сечении, контролируемом данным устройством. Исходя из этого сопротивление срабатывания реле, фиксирующих ЭЦК, выбирается по двум условиям: по условию отстройки от минимального сопротивления при внешних асинхронных режимах и по условию отстройки от сопротивления в максимальном рабочем режиме. Характеристика срабатывания реле $KZ1$ согласовывается с характеристикой реле $KZ2$ с учетом принятого времени t_1 .

При коротком замыкании, сопровождающемся срабатыванием реле $KZ1$ и $KZ2$, элемент времени t_1 не успевает сработать, так как реле $KZ2$ с помощью элемента *Запрет* снимает сигнал с его входа, в результате сигнал на выходе устройства не создается.

Следует отметить, что первая ступень устройства может отказать в действии при быстром выпадении генераторов из синхронизма, когда реле $KZ2$ срабатывает раньше, чем элемент t_1 . В этом случае асинхронный режим должен быть прекращен действием второй ступени устройства.

Первая и вторая ступени устройства могут иметь различное использование с целью ликвидации асинхронного режима. Возможны три способа ликвидации асинхронного режима; способ ресинхронизации, способ деления энергосистемы по сечению асинхронного хода на несинхронно работающие части и комбинированный способ, заключающийся в том, что первоначально производится отключение части электрических связей в энергосистеме с целью упрощения схемы энергосистемы и облегчения ресинхронизации, а затем выполняются мероприятия по ресинхронизации, различные в зависимости от того, ускоряются или тормозятся выделенные генераторы.

Вторая ступень устройства. Во второй ступени устройства используется комбинированный выявительный орган, реагирующий на изменение сопротивления на зажимах реле сопротивления и знака мощности электропередачи. Характеристики срабатывания реле сопротивления, приведенные в качестве примера на рис. 10.17,а, показывают, что возможны асинхронные режимы с ЭЦК, расположенным как в первом квадранте (на линии электропередачи, где включено устройство), так и в третьем квадранте (за шинами подстанции). Поэтому в таком выявительном органе должны использоваться два реле сопротивления $KZ1$ и $KZ3$, контакты которых включаются параллельно (рис. 10.17,б; на структурной схеме устройства – рис. 10.16 – показано применение только одного реле $KZ3$). Условия выбора сопротивления реле $KZ3$ такие же, как и у реле $KZ2$. Дополнительное требование к реле $KZ1$ и $KZ3$ состоит в том, что их характеристики должны быть согласованы с характеристикой срабатывания реле мощности $KW1$. Характеристика срабатывания реле мощности $KW1$ должна быть выбрана такой, чтобы переориентация реле $KW1$ происходила при максимальном значении критического угла δ ($\approx 180^\circ$), что свидетельствует о нарушении синхронизма. Для того чтобы отличить переориентацию реле $KW1$ при $\delta \approx 180^\circ$ от переориентации при $\delta \approx 0^\circ$, осуществляется контроль положения реле сопротивления: при $\delta \approx 180^\circ$ реле сопротивления $KZ1$ и $KZ3$ должны находиться в положении срабатывания, а при $\delta \approx 0^\circ$ – в положении возврата. Таким образом, сочетанием поведения реле мощности и реле сопротивления можно проконтролировать изменение угла δ в цикле асинхронного режима и переход его за критическое значение.

Требуемая характеристика реле мощности достигается путем применения реле активной или реактивной мощности и выбора фазы напряжения измерительного трансформатора напряжения. Выбор фазы напряжения, подводимого к обмотке напряжения реле $KW1$ от трансформатора TV , производится с помощью перемычек SX (рис. 10.17,а).

Работу выявительного органа второй ступени устройства можно проследить по структурной схеме (см. рис. 10.16), а также по принципиальной схеме (рис. 10.17, а, б). Принцип работы выявительного органа основан на фиксировании последовательного срабатывания и возврата реле сопротивления в реле мощности в процессе изменения угла δ . На рис. 10.17, г показаны угловые зоны работы реле. При ускорении генераторов энергосистемы с эквивалентной ЭДС $\underline{E}_1$ относительно генераторов энергосистемы с эквивалентной ЭДС $\underline{E}_2$ процесс последовательного срабатывания идет в направлении против часовой стрелки, при торможении — по часовой стрелке.

В исходном доаварийном режиме при направлении активной мощности от шин в линию замкнут замыкающий контакт $KW1.1$. Реле сопротивления $KZ1$ и $KZ3$, входящие в комплект AKZ , а следовательно, выявительный орган в целом не работают. При возникновении асинхронного режима, при котором вектор ЭДС $\underline{E}_1$ ускоряется относительно ЭДС $\underline{E}_2$, происходит увеличение угла δ . При достижении вектором $\underline{E}_1$ положения 0–б срабатывает реле сопротивления $KZ1$, которое вызывает срабатывание промежуточного реле $KL1$. Последнее, самоудерживаясь, подготавливает к срабатыванию выходное реле выявительного органа $KL3$ и блокирует работу промежуточного реле $KL2$. На структурной схеме самоудерживание показано в виде обратной связи на элементе И, управляемом контактом $KW1.1$. Когда вектор $\underline{E}_1$ займет положение 0–в, реле мощности $KW1$ переориентируется, при этом контакт $KW1.1$ разомкнется, а через небольшое время, необходимое для переключения реле мощности, в момент, когда вектор $\underline{E}_1$ достигнет положения 0–г, замкнется контакт $KW1.2$, при этом сработает выходное реле $KL3$, управляющее счетчиком циклов $n_{ц}$. Состояние реле $KL1$ при переключении мощности не изменяется. При дальнейшем увеличении угла δ до значения, определяемого линией 0–д, происходит возврат реле сопротивления $KZ1$ и вслед за ним возврат промежуточных реле $KL1$ и $KL3$. Рассматриваемый порядок работы реле выявительного органа повторяется в каждом цикле асинхронного режима. Промежуточное реле $KL2$ в этом режиме не действует.

Если асинхронный режим возникает с торможением вектора $\underline{E}_1$ относительно вектора $\underline{E}_2$, выявительный орган работает аналогично, только за время полного поворота вектора $\underline{E}_1$ срабатывают реле $KL2$ и $KL3$; реле $KL1$ не действует. Таким образом, промежуточное реле $KL1$ фиксирует ускорение генераторов энергосистемы с ЭДС $\underline{E}_1$, а промежуточное реле $KL2$ — торможение этих генераторов.

Выходное реле выявительного органа $KL3$ управляет работой счетчика циклов (СЦ) асинхронного режима $n_{ц}$. По истечении двух–четырех циклов (число циклов устанавливается предварительно с помощью перемычек в схеме счетчика) производится контроль положения ЭЦК. Если ЭЦК располагается в контролируемом сечении энергосистемы, то срабатывают реле сопротивления, фиксирующие ЭЦК. В результате с

помощью счетчика циклов, реле фиксации ЭЦК и реле фиксации ускорения или торможения генераторов формируются выходные сигналы второй ступени устройства $II.У$ и $II.Т$. В качестве реле фиксации ЭЦК в рассматриваемом примере (рис. 10.17, в) следует применять два реле сопротивления $KZ2$ и $KZ3$ (на рис. 10.16 показано использование одного реле $KZ2$). По целям $II.У$ и $II.Т$ производится действие, направленное на ресинхронизацию, или, если ресинхронизация недопустима, на разделение энергосистемы на несинхронно работающие части. В последнем случае допустимо не фиксировать знак скольжения.

В процессе работы счетчика циклов осуществляется контроль длительности каждого цикла. Если длительность цикла превышает некоторое критическое значение, при котором наступает ресинхронизация, устройство блокируется: производится сброс счетчика циклов и отключение выявительного органа. Период критического скольжения зависит от параметров энергосистемы и определяется на основании [11].

Счетчик циклов использует принцип поочередной фиксации срабатывания и возврата выходного реле выявительного органа $KL3$. Каждый цикл фиксируется с помощью двух промежуточных реле. На рис. 10.18 показана схема фиксации одного цикла асинхронного режима. Первое реле счетчика $KL1$, срабатывая после срабатывания выходного реле выявительного органа $KL3$ (рис. 10.17, б), фиксирует половину цикла асинхронного режима. Второе реле счетчика $KL2$ фиксирует полный цикл. Оно срабатывает после возврата $KL3$ с контролем срабатывания первого реле. Сработав, реле $KL2$ самоудерживается, при этом оно замыкает цепь катушки первого реле, чем исключает его действие в последующих циклах, и подготавливает к действию первое реле последующего цикла. Контур RC , включенный параллельно катушке реле $KL1$, создает небольшую задержку на возврат, чем обеспечивается надежное срабатывание реле $KL2$.

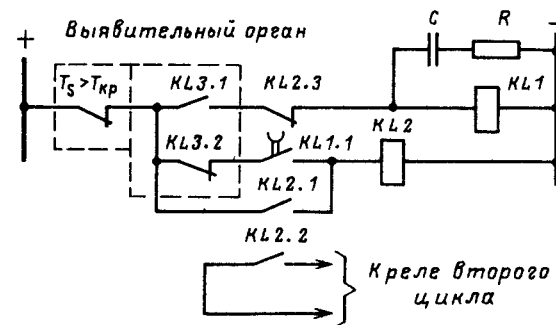


Рис. 10.18. Схема, поясняющая принцип выполнения счетчика циклов асинхронного режима

Третья ступень устройства применяется в том случае, если первая или вторая ступень действует на ресинхронизацию. В этих условиях третья ступень резервирует действие первых двух. Если в результате управляющих воздействий, направленных на ресинхронизацию, асинхронный режим не ликвидирован, третья ступень устройства с выдержкой времени t_2 действует на разделение энергосистемы на несинхронно работающие части. Выдержка времени t_2 должна превышать возможную продолжительность ресинхронизации и должна быть меньше допустимой продолжительности асинхронного режима. Обычно эта выдержка времени составляет приблизительно 10–20 с. Наличие асинхронного режима по истечении выдержки времени t_2 проверяется по факту повторного срабатывания второй ступени устройства со счетчиком циклов (на структурной схеме на рис. 10.16 фиксация повторного срабатывания второй ступени устройства не показана).

10.7. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ОГРАНИЧЕНИЕ ПОВЫШЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ

В электрических сетях энергосистем возможны режимы, характеризующиеся перенапряжениями на электрооборудовании. Эти перенапряжения в основном вызваны внезапным изменением установившегося режима работы электроустановок, отключением электрических цепей, содержащих индуктивности, емкости, например линий, трансформаторов, установок продольной емкостной компенсации. Такие перенапряжения получили название внутренних (в отличие от атмосферных перенапряжений, источником которых являются грозовые атмосферные разряды).

Внутренние перенапряжения делятся на коммутационные и резонансные.

Коммутационные перенапряжения возникают в момент отключения электрических цепей, их действие кратковременно. Продолжительность коммутационных перенапряжений составляет доли секунды, максимум перенапряжений возникает в момент времени 0,01–0,03 с после начала коммутации. Амплитуда перенапряжений зависит от большого числа факторов: от момента коммутации, от быстродействия выключателей, от очередности отключения отдельных фаз выключателя.

Резонансные перенапряжения обусловлены наличием индуктивных и емкостных элементов, которые создают условия резонанса. Резонансные перенапряжения могут существовать более длительное время до тех пор, пока не будет изменена схема сети, не вступят в работу регуляторы возбуждения и напряжения, не подействуют другие устройства автоматики.

Основным средством ограничения коммутационных перенапряжений являются разрядники, ограничивающие уровень перенапряжений до допустимых значений. Так, например, в сетях 500 кВ установившееся значение перенапряжения в месте установки комбинированного разрядника не должно превышать $1,7 U_{\phi}$.

Однако для изоляции электрооборудования опасными являются и меньшие уровни напряжения, если они существуют более длительное время, т.е. существует зависимость допустимых перенапряжений от длительности их воздействия. Допустимые уровни перенапряжений в зависимости от их длительности приведены в табл. 10.1.

На линиях 330–500 кВ не рекомендуется иметь длительные (свыше 20–30 мин) повышения напряжения сверх $1,15 U_{\phi}$ по условиям помех от короны на высокочастотные каналы связи, организуемые по этим линиям.

Основным средством ограничения резонансных перенапряжений являются шунтирующие реакторы, подключаемые к линиям электропередачи или к шинам подстанций. Включение шунтирующих реакторов приводит к ликвидации резонанса или к существенному его ослаблению.

Ниже будут рассматриваться только установившиеся перенапряжения резонансного характера и устройства автоматического ограничения данного вида повышения напряжения (АОПН).

Таблица 10.1

Номинальное напряжение сети, кВ	Оборудование	Допустимое повышение напряжения при длительности воздействия, с			
		1200	20	1	0,1
110–500	Силовые трансформаторы и автотрансформаторы	$\frac{1,10}{1,10}$	$\frac{1,25}{1,25}$	$\frac{1,90}{1,50}$	$\frac{2,00}{1,58}$
	Шунтирующие реакторы и электромагнитные трансформаторы напряжения	$\frac{1,15}{1,15}$	$\frac{1,35}{1,35}$	$\frac{2,00}{1,60}$	$\frac{2,10}{1,65}$
	Коммутационные аппараты, емкостные трансформаторы напряжения, трансформаторы тока, конденсаторы связи и шинные опоры	$\frac{1,15}{1,15}$	$\frac{1,60}{1,60}$	$\frac{2,20}{1,70}$	$\frac{2,40}{1,80}$
750	Силовые трансформаторы и автотрансформаторы	1,10	1,25	1,67	1,76
	Шунтирующие реакторы, коммутационные аппараты, трансформаторы напряжения тока, конденсаторы связи и шинные опоры	1,10	1,30	1,88	1,98

Примечание. Допустимое повышение напряжения дано в долях наибольшего рабочего напряжения: в числителе — для изоляции фаза–земля в долях фазного напряжения, в знаменателе — для изоляции фаза–фаза в долях междуфазного напряжения (для электрооборудования трехфазного исполнения).

Наиболее значительные повышения напряжения возникают при подключении линии к источнику напряжения только с одной стороны (режим одностороннего включения). Режим одностороннего включения линии может иметь место при включении линии для синхронизации, при этом длительность такого режима может составлять 5–10 мин и более. Этот режим может возникнуть также при аварийном отключении линии с одной стороны или при действии АПВ на одной стороне линии.

Ориентировочную оценку перенапряжений в режиме одностороннего включения линии можно дать, используя Т-образную схему замещения линии (рис. 10.19, б), в которой X_C представляет собой эквивалентное сопротивление равномерно распределенной емкости линии относительно земли.

Ток в линии в режиме ее одностороннего включения определяется емкостной проводимостью линии относительно земли:

$$I_C = \frac{E_1}{j(X_1 + \frac{X_{\Pi}}{2} - X_C)} \quad (10.7)$$

Напряжение на отключенном конце линии

$$U_2 = U_C = I_C(-jX_C) = E_1 \frac{X_C}{X_C - (X_1 + \frac{X_{\Pi}}{2})} \quad (10.8)$$

Напряжение на включенном конце линии

$$U_1 = I_C j(\frac{X_{\Pi}}{2} - X_C) = E_1 \frac{X_C - \frac{X_{\Pi}}{2}}{X_C - (X_1 + \frac{X_{\Pi}}{2})} \quad (10.9)$$

Из выражений (10.8) и (10.9) следует, что напряжение на отключенном и включенном концах линии электропередачи больше значения ЭДС энергосистемы E_1 . Это повышение напряжения тем выше, чем меньше мощность питающей энергосистемы (больше сопротивление системы X_1) и чем больше длина линии. Указанные выражения показывают также, что напряжение в начале линии U_1 меньше напряжения в конце линии U_2 . Данные соотношения напряжений иллюстрируются векторной диаграммой на рис. 10.19, в. Рассчитанные по выражениям (10.8) и (10.9) напряжения на линии могут значительно превышать ЭДС энергосистемы. Однако в реальных условиях уровень перенапряжений не превышает трехкратных значений. Уже начиная с напряжения (1,2–1,5) U_{ϕ} на линии появляется корона, которая существенно изменяет

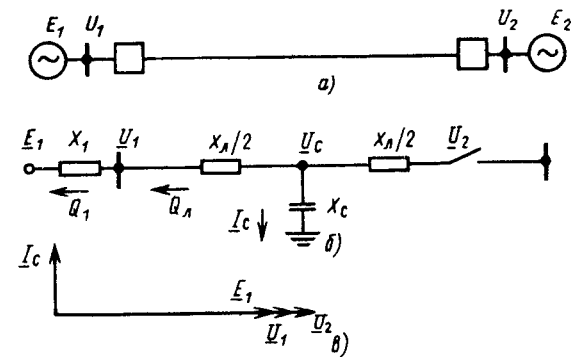


Рис. 10.19. Схема электропередачи (а), расчетная схема замещения (б), векторная диаграмма (в), поясняющие возникновение резонансных перенапряжений в режиме одностороннего включения линии

характеристики линии электропередачи: значительно увеличивается активная проводимость линии и емкость линии относительно земли. Ниже рассмотрены схемы устройств автоматического ограничения повышения напряжения при одностороннем включении линии.

Устройство автоматического ограничения повышения напряжения на линии

Устройство автоматического ограничения повышения напряжения (АОПН) на линии включает в себя три основных органа: пусковой орган, избирательный орган реактивной мощности, орган выдержки времени. Поскольку существует вольт-секундная зависимость допустимых перенапряжений, устройство АОПН имеет двухступенчатое исполнение. В качестве пускового органа используются максимальные реле напряжения чувствительной ступени $KV1 - KV3$ и грубой ступени $KV4 - KV6$, включенные на фазные напряжения измерительных трансформаторов напряжения линии (рис. 10.20).

Напряжение срабатывания чувствительной ступени отстраивается от максимального рабочего напряжения

$$U_{c1} = k_{отс} \frac{U_{раб max}}{k_{в}} \quad (10.10)$$

где $k_{отс} = 1,05 \div 1,1$ — коэффициент отстройки; $U_{раб max}$ — максимальное рабочее напряжение; $k_{в}$ — коэффициент возврата реле напряжения.

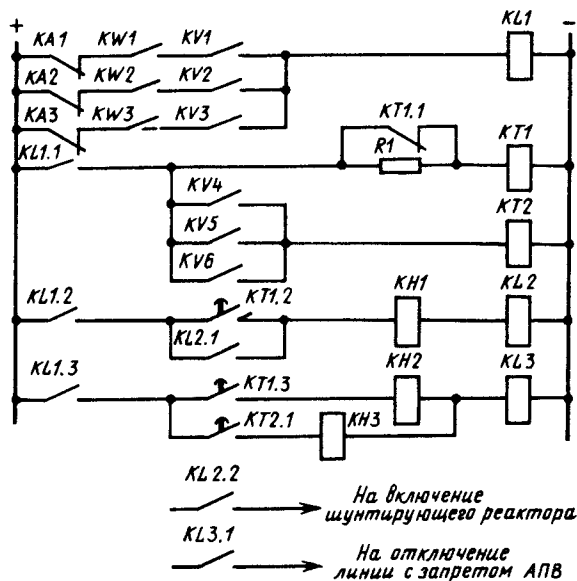


Рис. 10.20. Схема устройств автоматического ограничения повышения напряжения

Для повышения чувствительности первой ступени устройства АОПН желательно использовать реле напряжения с более высоким коэффициентом возврата. Выпускаемое электропромышленностью реле напряжения типа РН-58 имеет коэффициент возврата не менее 0,95. Имеются разработки измерительных органов максимального напряжения с более высокими значениями коэффициента возврата.

Напряжение срабатывания второй, грубой ступени пускового органа выбирается таким, чтобы это напряжение было допустимым в течение времени действия первой ступени. Это напряжение обычно принимается равным

$$U_{c2} = (1,2 \div 1,4) U_{\text{раб max}}. \quad (10.11)$$

Избирательный орган устройства АОПН определяет односторонне отключенную линию, которая явилась причиной повышения напряжения. Принцип выявления односторонне отключенной линии состоит в том, что со стороны включенного конца этой линии реактивная мощность направлена к шинам подстанции, а реактивная мощность остальных линий, отходящих от подстанции, направлена от шин. В качестве органа реактивной мощности используются реле реактивной мощности $KW1 - KW3$, пофазно фиксирующие реактивную мощность, направленную к шинам подстанции. Мощность срабатывания должна соответствовать такому

значению реактивной мощности Q_1 , принимаемой энергосистемой с ЭДС E_1 (см. рис. 10.19,б), которая создает на шинах подстанции повышенное напряжение, равное напряжению возврата чувствительной ступени устройства АОПН U_B . Этому условию соответствует значение Q_1 , определяемое по следующему выражению:

$$Q_1 = \frac{E_1 U_B - U_B^2}{X_1}. \quad (10.12)$$

Выражение (10.12), так же как и векторная диаграмма, показанная на рис. 10.19,б, составлено без учета активной составляющей тока нагрузки, подключенной к шинам рассматриваемой подстанции.

Вторым условием выбора мощности срабатывания реле является обеспечение их чувствительности к стоку реактивной мощности линии Q_L :

$$Q_L = U_B^2 b_0 l, \quad (10.13)$$

где b_0 — удельная емкостная проводимость линии; l — длина линии.

Мощность срабатывания органов реактивной мощности определяется по выражению

$$Q_c = Q_{\text{расч}} / k_q, \quad (10.14)$$

где $Q_{\text{расч}}$ — расчетное значение контролируемой мощности, принимаемое равным Q_1 или Q_L ; $k_q = 1,5$ — коэффициент чувствительности.

В устройстве АОПН применяются реле реактивной мощности типа РБМ-276, имеющие регулируемый угол максимальной чувствительности $\varphi_{м.ч}$ в диапазоне $75-105^\circ$. Угол максимальной чувствительности реле выбирается таким, чтобы для включенной и загруженной линии передаваемая активная мощность создавала тормозное действие на реле. При такой настройке уменьшается вероятность излишнего срабатывания реле в нормальных режимах работы электропередачи. При направлении активной мощности от шин в линию этому условию соответствует характеристика 2 на рис. 10.21.

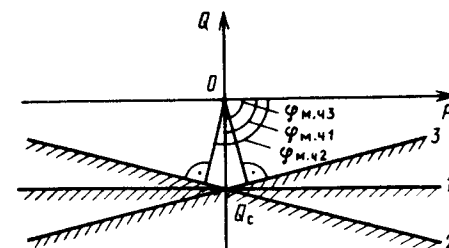


Рис. 10.21. Характеристики органа реактивной мощности в устройстве АОПН

Штриховкой обозначена зона срабатывания реле. Для устройства АОПН, установленного на противоположном конце линии, где активная мощность имеет направление от линии к шинам, реле настраиваются по характеристике 3. Если же возможен реверсивный режим работы электропередачи, реле настраивается по характеристике 1 с углом максимальной чувствительности 90° . В этих условиях для исключения возможности срабатывания реле в нормальном режиме вводится блокировка по току, которая выводит из действия устройство АОПН работающей линии. Блокировка выполнена с помощью реле тока $KA1 - KA3$, контролирующих ток в каждой фазе линии. Ток срабатывания реле тока отстраивается от максимального тока в условиях действия устройства АОПН.

Устройство АОПН имеет двухступенчатое управление. С первой выдержкой времени, создаваемой проскальзывающим контактом $KT1.2$ реле времени $KT1$ чувствительной ступени АОПН, производится включение шунтирующего реактора с помощью промежуточного реле $KL2$. Эта выдержка времени отстраивается от возможных непродолжительных перенапряжений, например при качаниях на электропередаче, при несимметричных КЗ. Если включение шунтирующего реактора не привело к снижению перенапряжений до допустимого значения, с большей выдержкой времени, создаваемой упорным контактом реле времени $KT1.3$, производится отключение линии, являющейся источником перенапряжений.

Вторая ступень устройства АОПН, фиксирующая повышение напряжения сверх $(1,2 - 1,4) U_{раб\max}$, действует с небольшой выдержкой времени, создаваемой реле времени $KT2$, на отключение линии. Эта выдержка времени отстраивается от кратковременных коммутационных перенапряжений и составляет 0,1–0,5 с. Отключение линии сопровождается запретом АПВ.

Автоматика шунтирующего реактора с искровым промежутком

С целью повышения эффективности ограничения перенапряжений с помощью шунтирующих реакторов некоторые из них оборудуются устройствами искрового присоединения. Искровое присоединение реактора обеспечивается искровым промежутком ИП, который подключается параллельно контактам выключателя (рис. 10.22, а). Искровой промежуток обеспечивает практически мгновенное подключение реактора при возникновении перенапряжений.

Напряжение пробоя искрового промежутка должно быть по возможности минимальным. Оно выбирается таким, чтобы восстанавливающееся напряжение на выключателе в условиях оперативного отключения реактора не приводило к пробоем искрового промежутка. С этой целью искровой промежуток подключается параллельно не всему выключате-

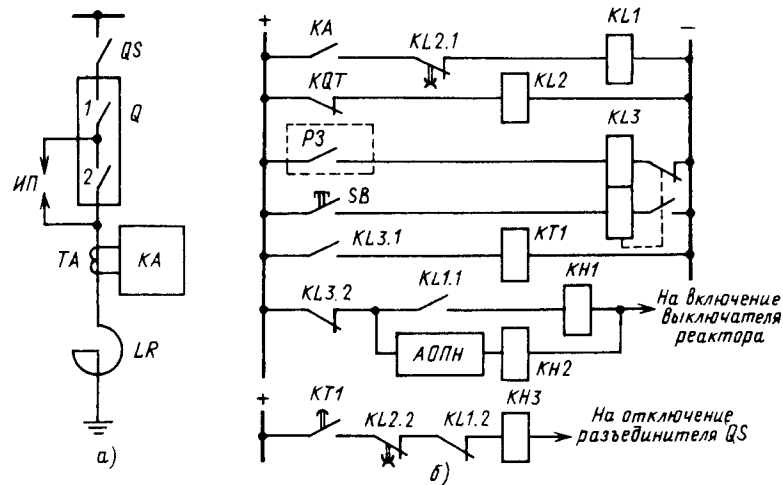


Рис. 10.22. Устройство автоматического управления шунтирующим реактором при пробое искрового промежутка:

а — поясняющая схема; б — схема устройства

лю, а только контактам отделителя $Q.2$. При этом восстанавливающееся напряжение на контактах $Q.2$, а следовательно, на искровом промежутке снижается приблизительно в 2 раза. В реальных условиях искровой промежуток настраивается на среднее значение пробивного напряжения с запасом, равное $1,5 U_{ф}$.

Так как искровой промежуток не рассчитан на длительное протекание через него тока, предусматривается автоматическое устройство, действующее на включение выключателя Q при пробое искрового промежутка в любой фазе (рис. 10.22, б).

Пробой искрового промежутка фиксируется по факту появления тока в цепи реактора при отключенном его выключателе. Наличие тока фиксируется с помощью максимальных реле тока, включенных в каждую фазу реактора, или с помощью одного реле тока KA с тремя обмотками типа РТ-40/Р.

Ток срабатывания реле $I_{с.р}$ выбирается по условию их чувствительности к номинальному току реактора $I_{р.ном}$:

$$I_{с.р} = I_{р.ном} / k_{\phi}, \quad (10.15)$$

где $k_{\phi} = 1,5$ — коэффициент чувствительности реле.

Отключенное положение выключателя фиксируется с помощью реле положения «Отключено» KQT и промежуточного реле $KL2$. Действие автоматики реактора на его включение выполняет реле $KL1$, которое

своим контактом *KL1.1* замыкает цепь катушки включения выключателя. Задержка реле *KL2* на возврат исключает возможность обратного включения реактора в условиях его оперативного отключения; задержка на срабатывание обеспечивает надежное срабатывание реле *KL1* в условиях действия автоматики на включение реактора.

Действие автоматики реактора блокируется, если реактор отключен своей релейной защитой *P3*. Действие релейной защиты реактора запоминается на двухпозиционном реле *KL3*; его контактом *KL3.2* замыкается цепь катушки включения выключателя. Возврат реле *KL3* в исходное состояние производится вручную кнопкой *SB* после оперативного включения реактора.

Чтобы избежать искрового подключения поврежденного реактора, после действия его релейной защиты производится автоматическое отключение разъединителя *QS* в цепи реактора. Отключение разъединителя выполняется с выдержкой времени на реле *KT1*, кроме того, дополнительно контролируется отключенное положение выключателя реактора и отсутствие тока в цепи реактора с помощью реле *KL1* и *KL2*.

Вопросы для самопроверки

1. Что понимается под статической и динамической устойчивостью параллельной работы генераторов?. Какие причины вызывают нарушение устойчивости?
2. Как влияет автоматическое регулирование возбуждения генераторов на устойчивость их параллельной работы?
3. Почему снижение времени короткого замыкания способствует повышению устойчивости параллельной работы генераторов?
4. Пояснить, каким образом отключение части генераторов электростанции повышает устойчивость параллельной работы.
5. Дайте характеристику основных устройств централизованной системы противоаварийной автоматики.
6. Назначение аналого-релейного преобразователя в устройстве АДВ и принцип его выполнения.
7. Какие функции выполняет устройство отключения генераторов, схема которого приведена на рис. 10.11?
8. Назначение и принципы выполнения аппаратуры телепередачи сигналов автоматики типа АНКА.
9. Какие преимущества дает применение ЭВМ в противоаварийной автоматике?
10. Назовите характерные признаки асинхронного режима. В чем состоит опасность асинхронного режима и какие существуют способы его ликвидации?
11. Назовите способы выявления асинхронного режима и принципы выполнения выявительных органов устройств.

12. В каких режимах энергосистемы возникает опасное повышение частоты и какие мероприятия применяются для его ограничения?

13. Каковы причины опасного повышения напряжения в энергосистеме, какие мероприятия применяются для его ограничения?

Глава одиннадцатая

ПРИМЕНЕНИЕ ЭЛЕКТРОННО-ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ МАШИН В ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКЕ

11.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Применение электронно-вычислительных машин (ЭВМ) во всех отраслях народного хозяйства, в том числе и в энергетике, получает все более широкое развитие. Как вычислительное средство ЭВМ широко используется для расчетов нормальных и аварийных режимов работы энергосистем. С помощью ЭВМ осуществляются сложные расчеты для краткосрочного и долгосрочного планирования режимов.

Освоение мини-ЭВМ третьего поколения создало условия для их использования на диспетчерских пунктах энергосистем с целью совершенствования оперативно-диспетчерского управления. Большие возможности ЭВМ по сбору, обработке и отображению оперативной информации позволили создать на диспетчерских пунктах автоматизированные системы диспетчерского управления (АСДУ), которые существенно улучшили работу оперативного персонала и сделали работу энергосистем более надежной и экономичной.

На базе ЭВМ создаются централизованные системы автоматического регулирования частоты и активной мощности (ЦСАРЧМ). Малые универсальные, а также специализированные ЭВМ устанавливаются на электростанциях и подстанциях. На базе этих ЭВМ создаются автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП), которые выполняют не только информационные функции, но и функции автоматического управления, например пуск и останов агрегатов на электростанциях, групповое регулирование активной мощности, напряжения.

Очень важным и перспективным является применение ЭВМ в системах противоаварийной автоматики. В централизованных структурах ПА центральное место занимает устройство автоматической дозировки управляющих воздействий. Назначение и характеристики устройства АДВ рассмотрены в § 10.4.

Для решения задач АДВ в условиях усложнения схем и режимов энергосистем требуется выполнение большого количества логических и вычислительных операций. Эти задачи целесообразно решать с помощью управляющих электронных вычислительных машин. Ниже рассмотрено использование управляющих ЭВМ в качестве устройств АДВ.

Главное преимущество использования ЭВМ для автоматической дозировки управляющих воздействий ПА по сравнению с релейными устройствами АДВ состоит в повышении точности дозировки, что приводит к уменьшению возможного ущерба, вызванного отключением устройствами ПА генераторов электростанций и нагрузки. Повышение точности дозировки обеспечивается применением более сложных алгоритмов дозировки управляющих воздействий на основании большого объема информации о схеме энергосистемы и параметрах текущего режима, а также более точной обработки этой информации.

Применение ЭВМ для выполнения функций АДВ позволяет также снизить затраты труда персонала на выполнение предварительных расчетов для изменения настройки автоматики. Значительная часть уставок устройств ПА вычисляется в устройстве АДВ по исходным данным о параметрах энергосистемы. Кроме того, использование ЭВМ в комплексах ПА создает возможность автоматической координации действий устройств АДВ смежных районов противоаварийного управления, что приводит к уменьшению издержек по всему энергообъединению.

Возможны различные способы применения ЭВМ в качестве устройств АДВ, различающиеся математическими способами переработки входной информации и моментом проведения расчетов дозировки по отношению к моменту возникновения аварийного возмущения в энергосистеме.

Первый способ применения ЭВМ характеризуется тем, что расчет дозировки выполняется до возникновения аварийного возмущения (до срабатывания пускового органа ПА). Расчеты дозировки производятся для заранее заданного набора возмущений, каждое из которых фиксируется срабатыванием пускового органа. Расчеты ведутся непрерывно циклически в доаварийном режиме. Каждый цикл расчета включает в себя подциклы расчета дозировки для каждого пускового органа, т.е. число подциклов расчета равно числу пусковых органов.

Устройство АДВ, получая информацию об исходной схеме сети и параметрах исходного, доаварийного режима, проводит расчеты и выбор управляющих воздействий для сохранения устойчивости параллельной работы энергосистемы в соответствии с принятым алгоритмом.

Результаты расчета дозировки устройством АДВ для каждого пускового органа должны быть запомнены до получения новых результатов расчета в следующем цикле.

Возможны два варианта запоминания расчетных дозровок: первый — с помощью специального устройства автоматического запоминания дозировки воздействий (АЗД), внешнего по отношению к устройству АДВ; второй — запоминание в оперативном запоминающем устройстве (ОЗУ) цифрового устройства АДВ.

Структура взаимодействия устройств ПА при расчете дозировки до возникновения повреждения для двух вариантов запоминания показана на рис. 11.1. С целью упрощения приведены цепи дозировки для двух пусковых органов 1ПО и 2ПО, использующих три ступени (или вида) управляющих воздействий.

В первом варианте запоминания (рис. 11.2,а) дозировка управляющих воздействий, относящаяся к каждому пусковому органу, выводится на внешние двухпозиционные реле дозировки и запоминается с их помощью. При возникновении аварийного возмущения срабатывает соответствующий пусковой орган, который через подготовленные цепи реле дозировки подает команду на исполнительные устройства, реализующие выбранные управляющие воздействия.

Число реле дозировки для каждого пускового органа соответствует числу видов и ступеней управляющих воздействий. Общее число реле дозировки пропорционально числу пусковых органов и числу видов и ступеней управляющих воздействий. С целью уменьшения числа реле дозировки вывод дозировки из ЭВМ производится в коде. Структура устройства АЗД и схемы включения реле дозировки более подробно рассмотрены в § 11.4.

Во втором варианте запоминания (рис. 11.1,б) дозировка управляющих воздействий, рассчитанная для всех пусковых органов, хранится в ОЗУ устройства АДВ. При возникновении аварийного возмущения срабатывает соответствующий пусковой орган, по сигналу которого запускается программа выбора дозировки из ОЗУ на выходное реле дозировки. В этом варианте одна группа реле дозировки обслуживает все пусковые органы. В этом состоит преимущество данного варианта. Вывод дозировки из ОЗУ в момент возникновения повреждения налагает повышенные требования к надежности функционирования устройства АДВ, так как в условиях повреждения в энергосистеме вероятность отказов и сбоев ЭВМ повышается.

Вывод дозировки в момент повреждения требует дополнительного времени, что увеличивает общее время действия ПА и снижает эффективность управляющих воздействий ПА.

При выходе устройства АДВ из действия не сохраняется дозировка, рассчитанная в предыдущем цикле расчета, что требует принятия срочных мер по вводу в действие какого-либо резервного устройства.

В связи с изложенным вариант запоминания результатов расчетов дозировки с помощью устройства АЗД обеспечивает большую надежность функционирования и в настоящее время принят в ряде комплексов ПА.

Второй способ применения ЭВМ характеризуется тем, что в нормальных доаварийных режимах ЭВМ не ведет расчетов управляющих воздействий, а приступает к их выполнению только при срабатывании пусковых органов. Расчет ведется по параметрам исходного режима для схемы электрической сети, существующей в момент возникновения повреждения в энергосистеме. Структура взаимодействия устройств ПА по-

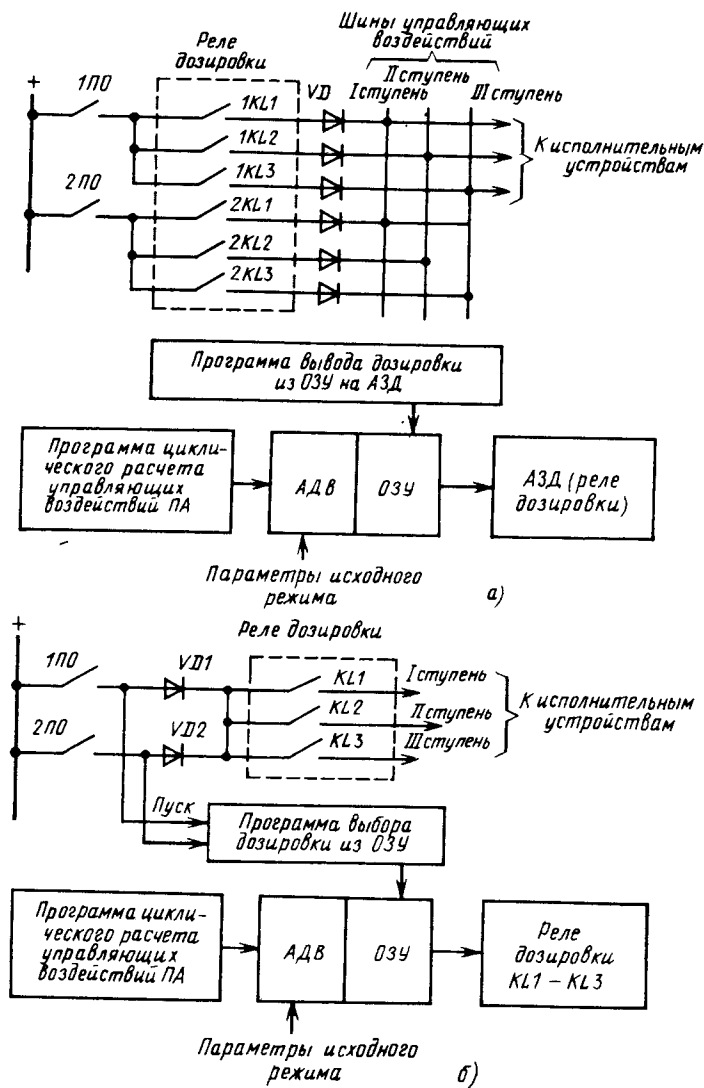


Рис. 11.1. Структура взаимодействия устройств ПА при расчете дозировки до возникновения повреждения с запоминанием в устройстве АЗД (а), в ОЗУ устройства АДВ (б)

казана на рис. 11.2. Программа расчета управляющих воздействий ПА запускается по сигналу срабатывания пусковых органов ПА. В этом способе от ЭВМ требуется очень большое быстродействие. Время работы ЭВМ

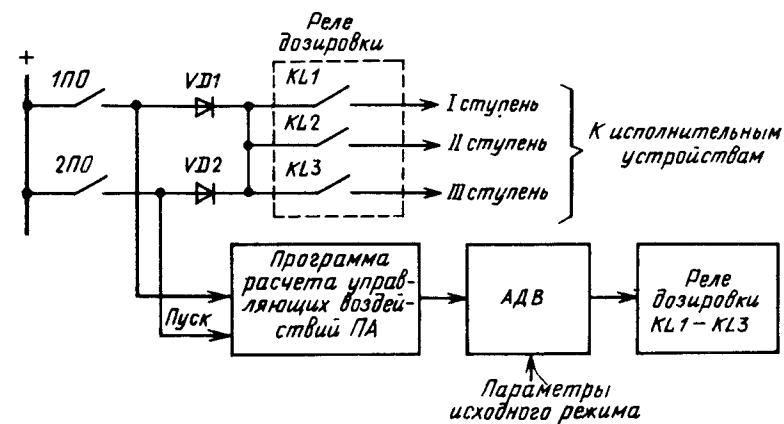


Рис. 11.2. Структура взаимодействия устройств ПА при расчете дозировки после возникновения повреждения

должно составлять 0,02–0,05 с. Увеличение времени работы ЭВМ приведет к снижению эффективности противоаварийных мероприятий. К ЭВМ в этом способе ее применения предъявляются максимальные требования по надежности функционирования, поскольку она работает в аварийных условиях, в которых повышается вероятность сбоев и неправильной работы ЭВМ.

Сопоставляя рассмотренные выше два способа применения управляющей ЭВМ, можно отметить следующее.

Способ расчета дозировки до срабатывания пусковых органов ПА требует от ЭВМ меньшего быстродействия. Для расчета дозировки для одного пускового органа допустимо время 0,2–0,5 с. Этот способ имеет значительно большую надежность, так как выходные цепи АДВ в любой момент времени находятся в рабочем состоянии, соответствующем дозировке предыдущего цикла расчета. Поэтому внезапный выход из работы ЭВМ не приводит к отказу ПА. Таким образом, способ расчета дозировки до срабатывания пусковых органов обладает рядом важных преимуществ и принят в существующих комплексах ПА. Второй способ расчета дозировки после срабатывания пусковых органов в настоящее время не применяется.

11.3. СТРУКТУРА И ХАРАКТЕРИСТИКА УПРАВЛЯЮЩЕЙ ЭВМ

Выбор управляющей ЭВМ в качестве устройства АДВ обусловлен способом применения ЭВМ, требованиями, предъявляемыми к ЭВМ в части быстродействия, объема памяти, надежности функционирования, а также особенностями объектов управления.

Поскольку для устройства АДВ рекомендован режим непрерывного циклического расчета дозировки до возникновения аварии в энергосистеме, требование быстродействия ЭВМ является относительно невысоким. Допустимым является использование ЭВМ, обеспечивающей расчет дозировки для всех пусковых органов ПА за время 10–20 с. Предполагается, что за это время режим работы энергосистемы существенно не изменится и в случае возникновения аварии не потребуются качественно других управляющих воздействий по сравнению с выбранными в предыдущем цикле расчета.

Очень важным является требование высокой надежности функционирования ЭВМ. Устройство АДВ должно обладать высокой готовностью к действию, оцениваемой коэффициентом 0,995–0,999, т.е. устройство АДВ должно находиться в состоянии готовности правильно выполнить возложенные на него функции при возникновении аварии в течение 99,5–99,9% всего времени работы.

Отличительной особенностью управляющей ЭВМ является широкое использование устройств связи с объектами. Управляющая ЭВМ должна содержать блоки связи с устройствами телемеханики, обеспечивающие прием информации исходного доаварийного режима работы энергосистемы и передачу сигналов настройки устройства ПА, блоки связи с пусковыми и исполнительными устройствами ПА.

На рис. 11.3 приведена структура управляющего вычислительного комплекса типа ТА-100, используемого в качестве устройства АДВ. В комплексе можно выделить аппаратуру двух уровней.

Аппаратура верхнего уровня включает в себя блоки и устройства, обеспечивающие управление всем вычислительным комплексом: выполнение вычислительных и логических операций, запоминание информации исходного режима, различных постоянных коэффициентов, результатов расчета дозировки, организацию системы прерывания непрерывного расчета, организацию режима разделения времени между различными программами. Указанные блоки и устройства образуют аппаратуру пункта управления ПУ.

Аппаратура нижнего уровня включает в себя блоки, обеспечивающие связь вычислительного комплекса с объектами, персоналом и другими системами. Пользуясь терминологией из области телемеханики, можно

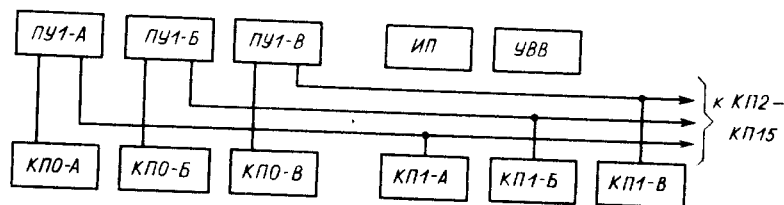


Рис. 11.3. Структура управляющего вычислительного комплекса

сказать, что указанные блоки образуют аппаратуру контролируемого пункта КП. Состав аппаратуры КП по номенклатуре и количеству используемых блоков определяется особенностями объектов управления и решаемых устройством АДВ задач. Телеавтоматический комплекс ТА-100 может содержать до 16 шкафов аппаратуры КП. При этом шкаф КП0 должен располагаться в непосредственной близости от шкафов ПУ. Это позволяет обеспечить более высокую скорость обмена информацией между КП0 и ПУ, чем между КП1–КП15 и ПУ.

Повышенная надежность функционирования управляющего комплекса обеспечивается за счет синхронного мажоритарного резервирования. Мажоритарное резервирование заключается в том, что основная часть аппаратуры комплекса состоит из трех идентичных комплексов А, Б, В, синхронно работающих по одной программе. В узловых точках каждого комплекта установлены мажоритарные элементы, связанные со всеми тремя комплектами. Эти элементы разрешают прохождение и дальнейшее использование сигналов, если они одинаковы в двух любых комплектах, т.е. решение принимается по "большинству голосованием" два из трех. Таким образом, мажоритарная система резервирования обеспечивает работоспособность комплекса ПА при любых отказах третьего комплекта. Работоспособность комплекса сохраняется также при отказах в двух комплектах аппаратуры, если они возникли в разных блоках. Благодаря синхронной работе трех комплектов и системе мажорирования обеспечивается высокая помехозащищенность и подавление сбоев. Система мажорирования позволяет путем выявления несовпадения сигналов каждого комплекта с двумя другими определить неисправный комплект и неисправный блок этого комплекта. Таким образом, непрерывный режим работы ЭВМ создает условия для непрерывного автоматического контроля исправности вычислительного комплекса.

Кроме аппаратуры ПУ и КП в состав вычислительного комплекса входят устройства ввода–вывода УВВ, предназначенные для связи вычислительного комплекса с персоналом. В состав этих устройств входят: устройство печати, обеспечивающее ввод–вывод информации, а также вывод информации на перфоленту; устройство считывания с перфоленты, обеспечивающее ввод информации в ЭВМ. Связь устройств УВВ с комплексом осуществляется через аппаратуру КП.

Аппаратура ПУ состоит из трех мажоритарно-резервированных комплектов А, Б и В и инженерного пульта ИП. В зависимости от необходимого объема памяти аппаратура каждого комплекта ПУ размещается в одном или двух шкафах. На рис. 11.4,а показана структура одного комплекта аппаратуры ПУ. В ее состав входит: блок питания БП; арифметическо-логическое устройство АЛУ, выполняющее преобразования информации; узел синхронизации и контроля УСК, где установлены мажоритарные элементы, обеспечивающие синхронизацию работы трех комплектов ПУ, формирование правильной информации при отказах и сбоях аппаратуры, а также выявление ошибок в комплектах

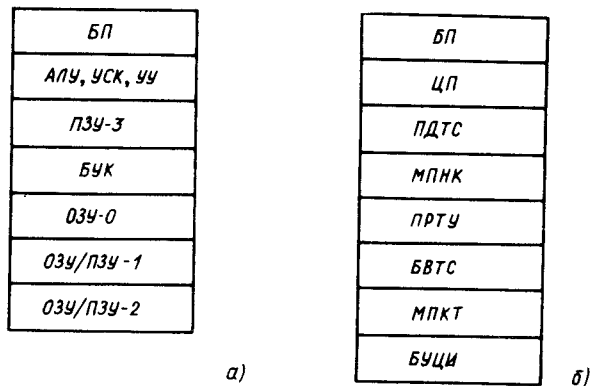


Рис. 11.4. Структура комплекта ПУ (а), КП (б)

ПУ; устройство управления УУ, формирующее командно-задающие сигналы для всех блоков ПУ; в состав УУ входит также таймер, формирующий сигналы запроса связи с заданным периодом для организации многопрограммной работы в режиме разделения времени и счета астрономического времени. Значительную часть аппаратуры ПУ составляет запоминающее устройство, предназначенное для хранения исходных данных, промежуточных результатов вычислений и программ математического обеспечения. Оно состоит из блоков оперативного запоминающего устройства ОЗУ, позволяющих как считывать, так и записывать информацию, и блоков постоянного запоминающего устройства (ПЗУ), допускающих только считывание информации.

Блок управления каналом (БУК) служит для управления связью между ПУ и КП. Обмен информацией, т.е. ввод в ПУ из КП или вывод из ПУ в КП, осуществляется по командам ПУ или по сигналам некоторых блоков КП. В последнем случае КП вырабатывает инициативный сигнал запроса связи, по которому организуется обмен информацией.

Инженерный пульт ИП предназначен для контроля и управления работой управляющего комплекса при наладке, а также при профилактических и ремонтных работах.

Аппаратура контролируемого пункта КП включает в себя: блок питания БП, центральную периферийную ЦП, функциональные блоки (рис. 11.4, б).

Центральная периферийная предназначена для связи функциональных блоков с аппаратурой ПУ. Функциональные блоки обеспечивают обмен информацией с объектом, персоналом, другими системами. Количество и тип функциональных блоков определяются свойствами объекта управления, характером решаемых задач. В комплект КП входят следующие функциональные блоки: передатчик телесигналов ПДТС, обеспечивающий ввод в управляющий комплекс дискретных сигналов от контак-

тных или бесконтактных двоичных датчиков; многоканальный преобразователь напряжения в код МПНК, служащий для преобразования и ввода в комплекс аналоговых сигналов от датчиков с унифицированным выходом; приемник телеуправления ПРТУ, обеспечивающий вывод из комплекса двоичных сигналов для управления внешними реле запоминания дозировки или другими исполнительными устройствами; блок воспроизведения телесигналов БВТС, обеспечивающий управление сигнальными табло светового или мимического щитов; многоканальный преобразователь кода в ток МПКТ, служащий для вывода из комплекса аналоговых сигналов постоянного тока для подключения измерительных приборов или других устройств с аналоговым входом; блок управления цифровой индикацией БУЦИ, служащий для управления цифро-буквенными цифровыми и знаковыми индикаторами, устанавливаемыми на пультах и щитах управления.

Указанные функциональные блоки имеют различное исполнение по способу резервирования, допуская мажоритарное резервирование, дублирование, или без резервирования.

1.4. УСТРОЙСТВО АВТОМАТИЧЕСКОГО ЗАПОМИНАНИЯ ДОЗИРОВКИ УПРАВЛЯЮЩИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ

Устройство автоматического запоминания дозировки управляющих воздействий противоаварийной автоматики используется в структурах управляющего вычислительного комплекса с циклическими расчетами дозировки в доаварийном режиме (см. рис. 11.1, а).

Устройство АЗД, управляемое от ЭВМ, выполняет следующие основные функции: запоминание для каждого пускового органа ПА выбранных и рассчитанных устройством АДВ управляющих воздействий и их ступеней дозировки; формирование электрических цепей, связывающих между собой пусковые и исполнительные устройства ПА. При использовании в качестве управляющего воздействия отключения генераторов электростанции устройство АЗД осуществляет запоминание выбранной устройством АДВ или другими устройствами очередности отключения генераторов. Кроме того, в устройстве АЗД предусматриваются элементы для оперативного переключения режима работы с автоматической дозировки на ручную для устройства в целом и для каждого пускового органа в отдельности. Устройство АЗД обеспечивает также гальваническую развязку цепей дозировки с цепями пусковых органов и цепей дозировки с цепями исполнительных органов.

Устройство АЗД выполнено на базе электромеханических реле, в меньшей мере подверженных неблагоприятному влиянию сильных электрических и магнитных полей, повышенного уровня помех, имеющих на энергообъектах.

Запоминание дозировки и очередности отключения генераторов, рассчитанных ЭВМ, выполнено с помощью малогабаритных быстродействующих реле дозировки (РД) на 24 В, имеющих два устойчивых состояния и две обмотки управления (реле дозировки *KL1 – KL4* на рис. 11.5). Реле срабатывает при подаче напряжения на одну обмотку, возврат реле производится подачей напряжения на вторую обмотку.

Реле дозировки предусматриваются для каждого пускового органа. Число реле дозировки определяется количеством видов и ступеней управляющих воздействий, выраженных в двоичном коде. Вывод дозировки в коде позволяет уменьшить количество реле дозировки и выходных усилителей ПРТУ устройства АДВ. На рис. 11.5 в качестве примера показана схема включения реле дозировки для двух пусковых органов *1ПО* и *2ПО*, причем для *1ПО* предусмотрено четыре реле дозировки, а для *2ПО* — три реле, обеспечивающие многоступенчатое управление одного вида. Количество выходных усилителей ПРТУ в 2 раза больше числа ступеней управляющих воздействий, выраженных в двоичном коде, т.е. для управления четырьмя реле дозировки требуется восемь усилителей ПРТУ (восемь сигналов настройки *1Н – 8Н*). Подключение групп реле дозирования пусковых органов к одной группе выходных усилителей ПРТУ производится последовательно с помощью контактов реле синхронизации (РС). Реле синхронизации, предусматриваемое для каждого органа, обеспечивает синхронный вывод рассчитанной для данного пускового органа дозировки на реле дозировки этого пускового органа. Время замкнутого состояния контактов реле синхронизации должно быть достаточным для надежного срабатывания (или возврата) реле

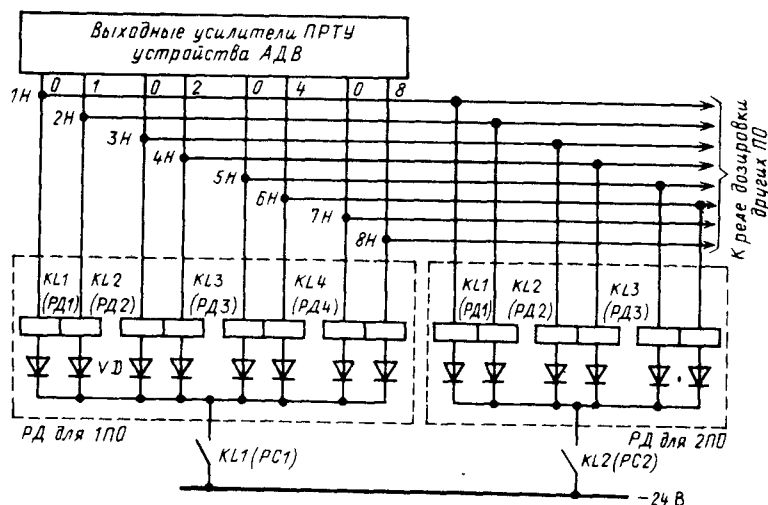


Рис. 11.5. Схема вывода информации на реле дозировки

дозировки. Диоды *VD* в цепях катушек реле исключают образование обходных связей при разомкнутых контактах реле синхронизации. Схема управления реле синхронизации для двух пусковых органов показана на рис. 11.6. Для реле синхронизации каждого пускового органа предусматривается по одному выходному усилителю ПРТУ устройства АДВ. Временная диаграмма вывода информации на реле дозировки и реле синхронизации показана на рис. 11.10, а. Реле синхронизации и реле дозировки работают непрерывно в циклическом режиме, поэтому они должны обладать большим ресурсом срабатывания.

В качестве реле синхронизации используются быстродействующие реле с герметизированными контактами (герконы) и с двумя обмотками. В исходном режиме, до срабатывания выходных усилителей ПРТУ, обмотки включены последовательно-встречно и к ним подведено напряжение 24 В. При этом реле не срабатывает, а намагничивающие силы двух обмоток, направленные встречно, создают дополнительные усилия на размыкание контактов реле, снижая вероятность их залипания. При управлении реле синхронизации открывается соответствующий транзистор ПРТУ устройства АДВ, который шунтирует верхнюю обмотку этого реле и подает напряжение 24 В на нижнюю обмотку. Реле синхронизации срабатывает и своим контактом замыкает цепи реле дозировки соответствующего пускового органа, подготавливая прием дозировки управляющих воздействий от устройства АДВ.

Реле дозировки, как отмечалось выше, осуществляют запоминание значения дозировки в двоичном коде. Декодирование выполняется с помощью контактов реле дозировки. В качестве примера рассмотрены схемы четырехразрядного и трехразрядного релейных дешифраторов (рис. 11.7). Срабатывание каждого реле дозировки в группе *KL1 – KL4* четырехразрядного дешифратора означает выбор и запоминание

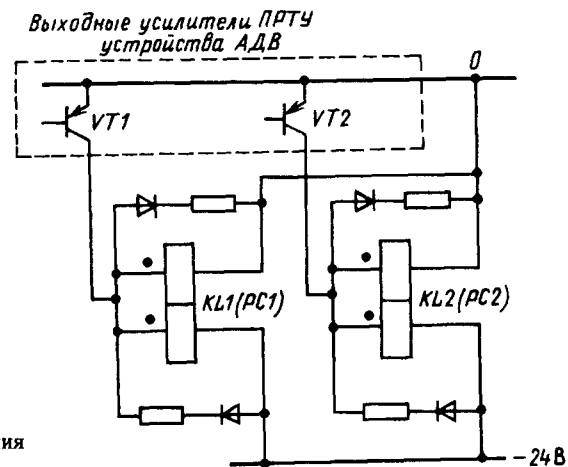


Рис. 11.6. Схема управления реле синхронизации

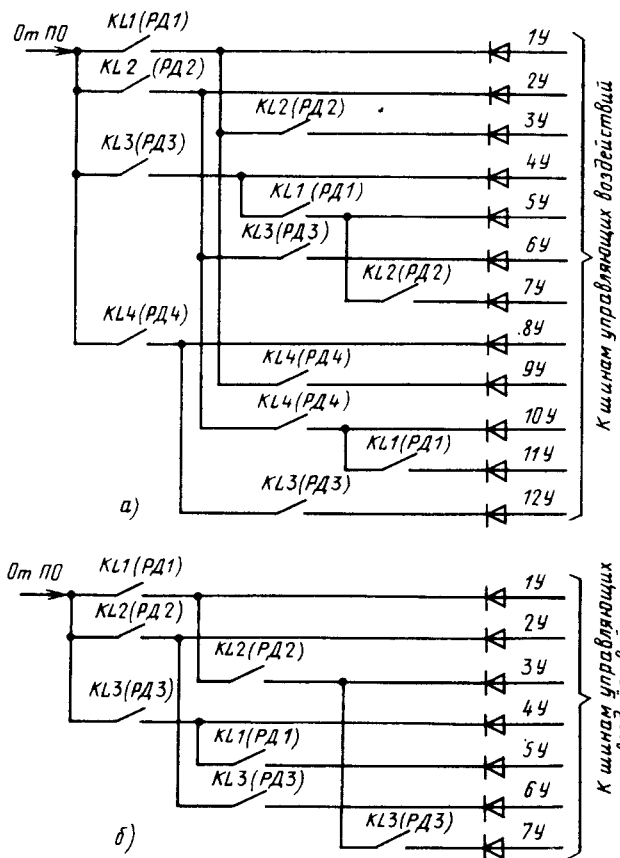


Рис. 11.7. Схемы четырехразрядного (а) и трехразрядного (б) релейных дешифраторов

определенной степени управляющего воздействия одного вида: реле *KL1* соответствует 1-й ступени управляющего воздействия, реле *KL2* – 2-й ступени, реле *KL3* – 4-й ступени, реле *KL4* – 8-й ступени. Другие ступени управляющих воздействий образуются сочетанием контактов соответствующих реле дозирования. Например, 7-я ступень фиксируется одновременным срабатыванием реле *KL3*, *KL1* и *KL2*. Четырехразрядный дешифратор позволяет сформировать 15 ступеней управляющих воздействий. На рис. 11.7,а показана схема на 12 ступеней. Такое число ступеней управляющего воздействия одного вида в большинстве случаев является достаточным.

Трехразрядный дешифратор (рис. 11.7,б) имеет аналогичное выполнение, с его помощью можно зафиксировать до семи ступеней управляющего воздействия одного вида.

Контакты релейного дешифратора формируют цепи дозирования для каждого пускового органа. На рис. 11.8,а показаны цепи дозирования для двух пусковых органов *1ПО* и *2ПО*, причем для *1ПО* используется четырехразрядный дешифратор, формирующий 12 ступеней управляющего воздействия, а для *2ПО* – трехразрядный дешифратор, формирующий 7 ступеней управления.

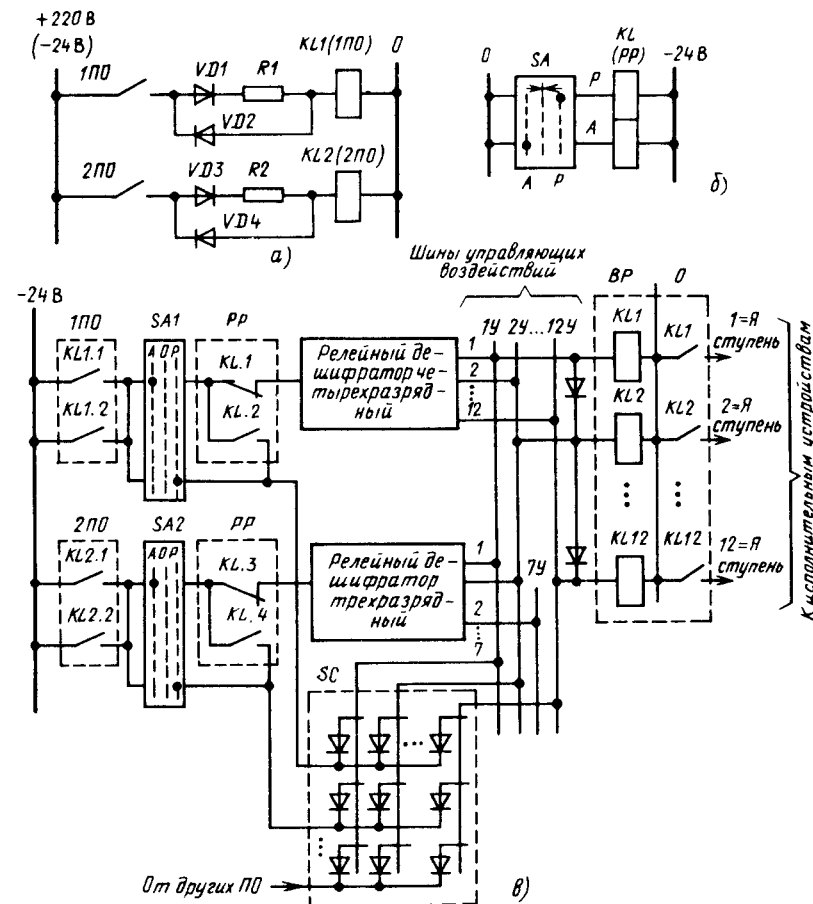


Рис. 11.8. Схема устройства автоматического запоминания дозирования (АЗД): а – схема включения реле-повторителей пусковых органов; б – схема включения реле режима дозирования; в – схема цепей дозирования

В состав устройства АЗД помимо реле дозировки и реле синхронизации входят также : реле-повторители пусковых органов противоаварийной автоматики (рис. 11.8,а), реле режима дозировки (*РР*) (реле *KL* на рис. 11.8,б), выходные реле *ВР* и диодный шинный коммутатор *SC* (рис. 11.8,в).

Реле-повторители пусковых органов обеспечивают гальваническую развязку цепей пусковых органов с устройством АЗД. В качестве реле-повторителей используются быстродействующие реле 24 В с герметизированными контактами. Схема включения обмоток реле такова, что позволяет через диоды *VD1 — VD4* подавать от пусковых органов напряжение — 24 В или +220 В без дополнительных переключений. С целью повышения надежности функционирования ПА предусмотрено дублирование контактов реле-повторителей в цепях дозировки.

Выходные реле *ВР* управляют исполнительными устройствами ПА, которые реализуют выбранные устройством АДВ управляющие воздействия ПА. Одновременно эти реле создают гальваническую развязку устройства АЗД с исполнительными устройствами. Через диоды, связывающие между собой обмотки выходных реле, осуществляется спуск сигнала управления со старшей шины управляющих воздействий на все шины с меньшим номером; этим обеспечивается некоторое резервирование реализации управляющих воздействий.

Устройство АЗД позволяет сохранить работоспособность комплекса ПА в случае полного вывода из работы вычислительного устройства АДВ. В этих условиях вводится в работу шинный коммутатор *SC* (рис. 11.8,в), с помощью которого ведется ручная дозировка управляющих воздействий. Горизонтальные шины коммутатора связаны с контактами реле-повторителей пусковых органов через переключающие устройства, а вертикальные — с шинами управляющих воздействий. Перевод на режим ручной дозировки может производиться одновременно для всех пусковых органов или индивидуально для каждого пускового органа. Общий перевод осуществляется с помощью переключателя *SA* и двухпозиционного реле режима дозировки *KL*, имеющего два фиксированных положения (рис. 11.8,б). Индивидуальное переключение цепей дозировки выполняется с помощью переключателей *SA1, SA2*, которые, кроме того, позволяют выводить из работы каждый пусковой орган.

Ручная дозировка устанавливается с помощью заранее подготовленных перфокарт, накладываемых на поле коммутатора. Прорезанные на перфокартах отверстия определяют места для установки штырей контактного разъема, связывающих необходимым образом горизонтальные шины с вертикальными. Использование перфокарт снижает вероятность неправильной настройки коммутатора. Изменение ручной дозировки с меньшей затратой времени можно выполнить с помощью резервного коммутатора, который заранее подготавливается, а затем устанавливается оперативным персоналом на место рабочего коммутатора.

Реле запоминания дозировки является весьма ответственным элементом устройства АЗД и всего комплекса ПА. От положения реле дозировки зависит интенсивность управляющих воздействий и в конечном итоге правильность действия комплекса ПА. Поэтому в каждом цикле расчета дозировки в устройстве АДВ производится контроль положения реле дозировки каждого пускового органа путем сопоставления дозировки, хранимой в устройстве АДВ, с положением контактов реле дозировки (цепи *1К — 4К* на рис. 11.9). Информация о состоянии реле дозировки вводится в функциональный блок ПДТС устройства АДВ контактом реле синхронизации соответствующего пускового органа. При наличии несоответствия вырабатывается предупредительный сигнал.

Порядок вывода сигналов настройки реле запоминания дозировки, а также контроля положения этих реле виден из временной диаграммы на рис. 11.10,а. Настройка реле дозировки начинается с выдачи сигнала на усилитель синхронизации *УС* рассматриваемого пускового органа (например, на усилитель *УС1* пускового органа *1ПО*), после чего срабатывает реле синхронизации *РС1*, относящееся к пусковому органу *1ПО*. Затем по истечении небольшого времени запаса $t_{зап1}$ осуществляется выдача информации на усилители дозировки в функциональном блоке ПРТУ для пускового органа *1ПО* (*УД-1ПО*), которые подают напряжение управления на обмотки реле дозировки. Длительность воздействия на реле дозировки должна быть достаточной для их срабатывания. Затем производится снятие сигнала с усилителя синхронизации *УС1* и выдача сигнала на усилитель *УС2* пускового органа *2ПО*. В этот же момент с помощью функционального блока ПДТС осуществляется

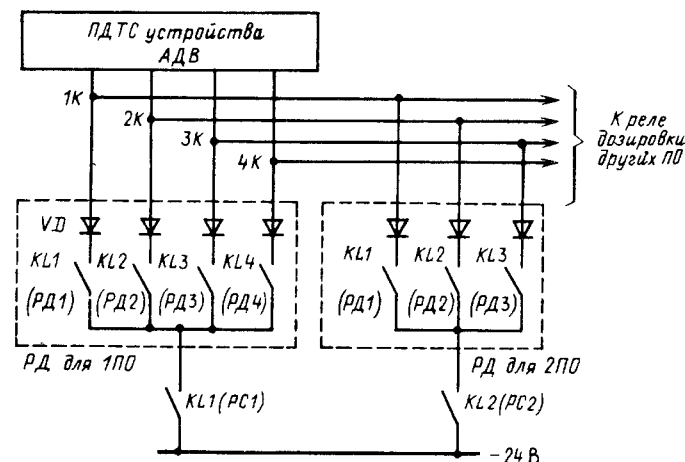


Рис. 11.9. Схема контроля положения реле дозировки

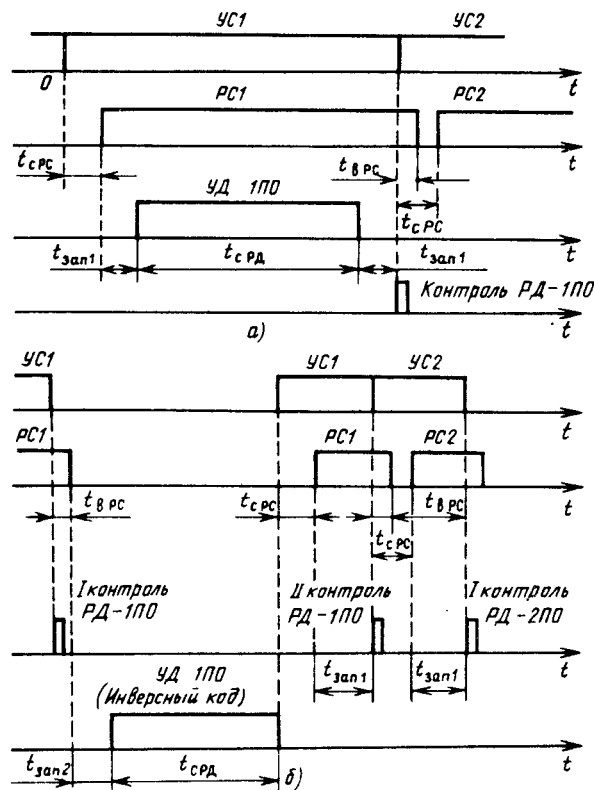


Рис. 11.10. Временная диаграмма вывода информации на устройство АЗД:

а – диаграмма вывода дозирования и контроля реле дозирования; б – диаграмма тестового контроля устройства АЗД

контроль положения реле дозирования, относящихся к 1ПО. Процедура контроля занимает время, значительно меньшее времени возврата реле синхронизации $t_{врс}$, поэтому она может выполняться после снятия сигнала с усилителя синхронизации.

Правильность положения реле дозирования зависит не только от срабатывания реле синхронизации, но и от его возврата. Например, в случае невозврата реле синхронизации $РС1$ (залипания его контакта в цепи реле дозирования) дозировка, предназначенная пусковому органу 2ПО, будет перенесена на реле дозирования 1ПО. Система контроля, рассмотренная выше, не выявит неправильного изменения настройки реле дозирования. Для контроля положения реле синхронизации в устройстве АДВ выполняется периодический тестовый контроль, который состоит в следующем. После снятия напряжения с выхода усилителя синхрони-

зации $УС1$ и по истечении времени возврата реле $РС1$ с дополнительным запасом $t_{зап2}$ на усилителе дозирования выдается настройка, инверсная по отношению к рассчитанной в устройстве АДВ для пускового органа 1ПО (рис. 11.10, б). В случае залипания контакта реле синхронизации $РС1$ положение реле дозирования $РД-1ПО$ изменится на противоположное. Затем вновь на небольшое время подается сигнал на усилитель синхронизации $УС1$ с целью второго контроля положения $РД-1ПО$. Несоответствие положения реле дозирования с рассчитанной дозировкой в устройстве АДВ, выявленное во втором контроле, будет означать залипание реле синхронизации. Периодичность тестового контроля, выявляющего неисправность реле синхронизации, может быть принята значительно меньшей периодичности вывода дозирования. Первый контроль положения реле дозирования в составе тестового контроля производится в условиях выдачи прямого кода дозирования. Этот контроль является необязательным, поскольку он выполняется более часто в цикле выдачи информации на реле дозирования.

Выше рассмотрена структура противоаварийного управления, в которой устройство АЗД устанавливается на одном объекте с устройством АДВ. В момент возникновения повреждения аварийный сигнал о срабатывании какого-либо пускового органа передается к пункту установки устройства АДВ, от которого необходимые управляющие воздействия аварийными сигналами посылаются на исполнительные устройства ПА (см. рис. 10.7). Такое устройство АЗД получило название совмещенного.

Применение ЭВМ для решения задач АДВ позволило устройства АЗД не устанавливать на одном объекте с устройством АДВ, а располагать их в пунктах реализации управляющих воздействий. Такие устройства АЗД получили название вынесенных. В такой структуре рассчитанные для каждого пускового органа управляющие воздействия в виде сигналов настройки передаются в доаварийном режиме с пункта дозирования в пункты реализации, где происходит их запоминание. Указанное позволяет передавать аварийные сигналы о срабатывании пусковых органов непосредственно в пункты реализации управляющих воздействий, минуя пункт установки устройства АДВ. В такой структуре, таким образом, требуется меньшее число каналов связи для передачи аварийных сигналов ПА, что существенно увеличивает надежность противоаварийного управления. Кроме того, уменьшение протяженности тракта передачи аварийных сигналов приводит к уменьшению времени их передачи, а следовательно, к повышению эффективности управляющих воздействий. За счет исключения пункта установки устройства АДВ из тракта передачи аварийных сигналов удается смягчить требования к выбору объекта, на котором устанавливается устройство АДВ. При этом возможно совмещение функций АДВ с другими функциями.

На рис. 11.11 показаны два варианта управления вынесенными устройствами АЗД. В первом варианте (рис. 11.11, а) для настройки вынесен-

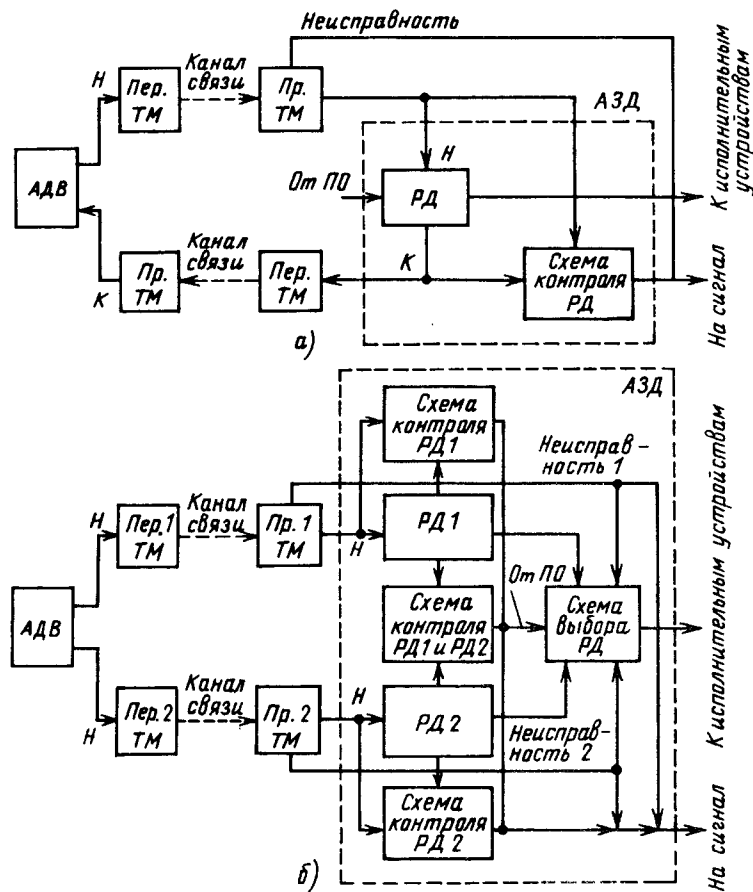


Рис. 11.11. Схемы управления вынесенными устройствами АЗД с одним каналом настройки (а) и дублированными каналами настройки (б)

ных реле запоминания дозирования используется один канал телемеханики ТМ. Исправность реле запоминания дозирования контролируется схемой, в которой сопоставляется положение реле РД с положением выходных элементов приемника телемеханики Пр.ТМ. Сигнализируется также неисправность аппаратуры телемеханики. Однако не все узлы телемеханики охвачены системой контроля, остаются неконтролируемыми входные цепи устройств телемеханики. Для повышения достоверности запоминания дозирования предусмотрен контроль положения реле дозирования путем сопоставления положения реле РД с рассчитанной дозировкой в устройстве АДВ. Для выполнения указанного контроля требу-

ется обратный канал телемеханики, по которому передаются дискретные сигналы положения реле РД.

Второй вариант управления вынесенными устройствами АЗД (рис. 11.11,б) является более надежным: в нем применено дублирование каналов настройки. Также дублированы реле запоминания дозирования, управляемые этими каналами. Нормально один из каналов считается рабочим, второй — резервным. Однако аппаратура телемеханики, а также реле дозирования резервного канала постоянно находятся в состоянии готовности. Исправность аппаратуры телемеханики и реле дозирования обоих каналов непрерывно контролируется приемниками телемеханики и схемами контроля РД. Производится также сопоставление информации, получаемой по каждому из каналов, с помощью схемы контроля РД1 и РД2.

Если зафиксирована неисправность рабочего канала, по сигналу неисправности в схеме выбора РД осуществляется автоматический переход на резервный канал и соответствующий комплект реле дозирования. Несоответствие положения реле РД с выходными элементами приемника телемеханики каждого канала, а также несоответствие положения между собой реле РД1 и РД2 сигнализируется. По сигналу несоответствия обслуживающий персонал производит ручной выбор комплекта реле дозирования.

11.5. АЛГОРИТМ АВТОМАТИЧЕСКОЙ ДОЗИРОВКИ УПРАВЛЯЮЩИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ

Основу алгоритма автоматической дозировки управляющих воздействий составляет программа расчета управляющих воздействий. Эта программа продолжительностью 10–20 с включает в себя три последовательно реализуемые во времени программы (рис. 11.12): программу обработки информации и предварительных расчетов, программу расчета дозирования управляющих воздействий последовательно для каждого из пусковых органов, программу вывода дозирования на реле. В общем случае программа решения задачи может включать кроме перечисленных и другие программы ПА, например программу выбора очередности отключения генераторов от ПА, программу изменения настройки пусковых органов и др.

Предварительные расчеты являются общими для всех пусковых органов и выполняются для определения вспомогательных параметров, используемых в расчетах дозирования.

Программа решения задачи может реализоваться как непрерывно, циклически, так и спорадически по факту существенного изменения схемы или режима энергосистемы. По окончании расчета для каждого пускового органа производится вывод дозирования на соответствующую группу реле запоминания дозирования.

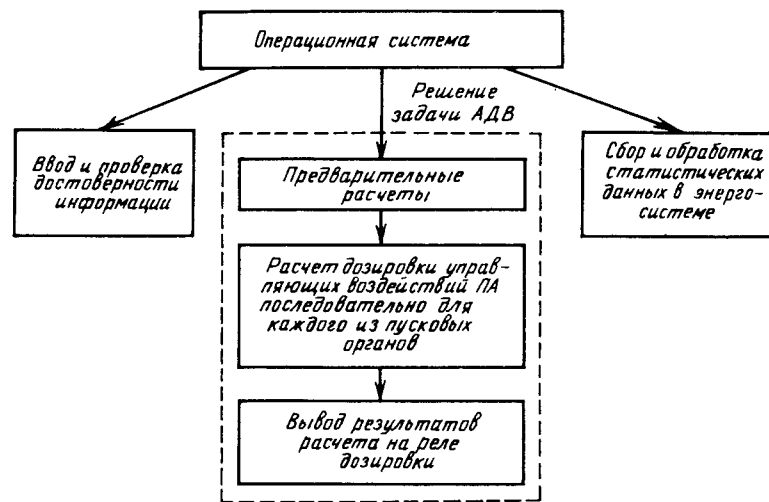


Рис. 11.12. Структура алгоритма действия устройства АДВ

Расчет дозировки осуществляется на основании информации о состоянии сети и о режиме энергосистемы до возникновения повреждения. При этом фиксируются включенное или отключенное состояние линий электропередачи, количество работающих генераторов и их загрузка, перетоки мощности по линиям электропередачи, величины электрической нагрузки и т.п.

Расчет дозировки производится на основании оценки устойчивости параллельной работы для трех стадий электромеханического переходного процесса. В первой стадии оценивается динамическая устойчивость простого или сложного перехода; во второй стадии — статическая устойчивость квазиустановившегося режима, характеризующая установившийся режим до действия регуляторов частоты вращения, после прекращения качаний, вызванных возмущением; в третьей стадии — статическая устойчивость установившегося послеаварийного режима, возникшего после действия регуляторов частоты вращения.

Нарушение динамической устойчивости обычно связано с нарушением синхронной работы какого-либо концентрированного узла энергосистемы. Поэтому интенсивность переходного процесса и интенсивность управляющего воздействия зависят от небольшого количества параметров. Расчет интенсивности управляющего воздействия производится с использованием полинома, аппроксимирующего границы области динамической устойчивости в многомерном пространстве параметров исходного режима, аварийного возмущения, других параметров управления.

Для сокращения алгоритма расчета устойчивости и составление полиномов, аппроксимирующих границы области устойчивости, выполня-

ются вне устройства АДВ с помощью универсальных ЭВМ по специальным программам.

Управляющие воздействия, необходимые для сохранения статической устойчивости квазиустановившегося режима, а также управляющие воздействия, необходимые для сохранения динамической устойчивости при простом динамическом переходе, определяются с помощью упрощенных аналитических зависимостей, характеризующих энергосистему как двухмашинную схему.

Расчет управляющих воздействий, необходимых для сохранения статической устойчивости установившегося режима, сводится к решению системы алгебраических уравнений, связывающих изменение мощности каждого из узлов энергосистемы с небалансом мощности, создаваемым противоаварийным управлением и аварийным возмущением, с учетом частотных характеристик регуляторов частоты вращения турбин и регулирующего эффекта нагрузки. На основании найденных приращений мощности в узлах и известных параметров доаварийного режима рассчитываются параметры послеаварийного режима. Далее производится сравнение найденных параметров послеаварийного режима с областью статической устойчивости в послеаварийной схеме. Статическая устойчивость обеспечивается, если параметры послеаварийного режима находятся внутри зоны устойчивости. Граница области статической устойчивости послеаварийного режима задается полиномом из параметров энергосистемы. Этот полином составляется на основании предварительно выполненных расчетов устойчивости на универсальных ЭВМ.

Таким образом, указанный порядок расчета состоит в проверке, сохранится ли статическая устойчивость при реализации выбранных управляющих воздействий. Выбор оптимального управления из всех возможных вариантов производится итеративным способом, с перебором имеющихся в наличии средств ПА. Из них выбираются такие, которые вызывают минимальный ущерб от применения управляющих воздействий, связанных с ограничением потребителей.

Ограничение потребителей является результатом непосредственного отключения части нагрузки от устройств ПА, а также результатом снижения электропотребления вследствие регулирующего эффекта нагрузки при снижении частоты, вызванном использованием в качестве управляющего воздействия ограничения мощности электростанций.

При выборе управляющих воздействий приходится учитывать различные ограничения, в частности небаланс мощности, возникающий в рассматриваемом энергорайоне вследствие применения управляющих воздействий, не должен превышать значений, при которых возникает опасность нарушения статической устойчивости внешних связей, соединяющих рассматриваемый энергорайон с энергосистемой.

Для упрощенной двухмашинной схемы энергосистемы управляющие воздействия, необходимые для сохранения статической устойчивости, определяются по несложным аналитическим зависимостям.

Допустимое значение передаваемой мощности по условию статической устойчивости в послеаварийном режиме определяется из уравнения (10.4) с дополнительным учетом мощности нерегулярных перетоков $P_{н.п.}$:

$$P_{доп} = \frac{P_{пр.ст}}{1 + k_{з.ст}} - P_{н.п.} \quad (11.1)$$

Если мощность P , передаваемая в исходном доаварийном режиме, превышает допустимое значение для послеаварийной схемы, найденное по выражению (11.1), то необходимо снижение передаваемой мощности на величину

$$\Delta P_{пер} = P - P_{доп} \quad (11.2)$$

Ограничение мощности генераторов отправной (передающей) части энергосистемы, выполняемое с целью снижения мощности электропередачи, в общем случае отличается от требуемого ограничения $\Delta P_{пер}$:

$$P_{о.м} = \Delta P_{пер} / k, \quad (11.3)$$

где $P_{о.м}$ — величина ограничения мощности генераторов отправной части энергосистемы; $k \leq 1$ — коэффициент эффективности ограничения мощности генераторов.

Коэффициент k показывает, в какой мере ограничение мощности генераторов отразится на снижении передаваемой мощности. Значение этого коэффициента зависит от соотношения мощности генераторов и нагрузок в отправной и приемной частях энергосистемы, от резерва мощности и других параметров энергосистемы. Значения коэффициентов k рассчитываются заранее вне устройства АДВ на универсальных ЭВМ.

Важной частью алгоритма действия устройства АДВ является программа ввода и проверки достоверности информации. Ввод и проверка достоверности информации производится периодически, через равные промежутки времени, определяемые периодичностью обновления информации в устройствах телемеханики. Эта программа вводится в работу с прерыванием непрерывно выполняемых расчетов дозирования. После осуществления ввода и проверки достоверности информации решение задачи АДВ продолжается с того места, на котором произошло прерывание. Таким образом, предусматривается независимое и асинхронное действие соответствующих программ во времени.

Основу программы проверки достоверности информации составляют программы контроля и сравнения входной дублированной информации, программы, реализующие косвенные методы контроля информации путем сопоставления различных параметров режима энергосистемы, полученных от различных датчиков. Так, например, информация о состоянии

линии электропередачи, полученная с помощью средства телесигнализации, признается достоверной, если значение мощности, передаваемой по этой линии, находится в заранее определенном диапазоне. Достоверность аналоговой информации (телеизмерений) проверяется по скорости ее изменения между двумя последовательными циклами расчета, при этом она не должна превышать реально возможных значений.

Для расчета дозирования управляющих воздействий используются средние значения аналоговых величин, рассчитанные 1 раз в начале цикла расчета дозирования и далее неизменяемые в течение всего цикла. Перед расчетом дозирования подготавливается заранее заданное число замеров каждой аналоговой величины с целью определения их средних значений. Такое решение позволяет уменьшить вероятность неправильного изменения дозирования вследствие изменения аналоговых величин в переходном процессе, вызванном аварийным возмущением.

Алгоритм действия устройства АДВ помимо основных задач может содержать некоторые вспомогательные задачи, например задачу сбора и обработки статических данных в энергосистеме.

Операционная система обеспечивает управление всеми задачами в режиме разделения времени с помощью системы приоритетных прерываний. Решение задачи АДВ может прерываться также внешними сигналами: сигналами о срабатывании пусковых органов ПА, сигналом оператора об экстренном останове устройства, сигналом об изменении дискретной информации, образованным в устройстве сбора дискретной информации, и другими. При останове устройства по сигналам о срабатывании пусковых органов пуск устройства может производиться автоматически через некоторую выдержку времени, перекрывающую длительность переходного процесса в энергосистеме после аварийного возмущения, или по сигналу от специальной программы, определяющей окончание переходного процесса. По сигналу об изменении дискретной информации производится прерывание расчета дозирования и переход к вводу и проверке достоверности информации.

Вопросы для самопроверки

1. Какова область применения ЭВМ в энергетике?
2. Каковы особенности выполнения и применения управляющих ЭВМ?
3. Назовите возможные способы применения управляющей ЭВМ в качестве устройства АДВ, их отличительные особенности.
4. Способы запоминания результатов расчета дозирования управляющих воздействий ПА.
5. Почему к устройствам ПА предъявляются повышенные требования надежности функционирования?
6. В чем состоит сущность мажоритарного резервирования?
7. Состав аппаратуры ПУ и КП управляющего комплекса.

8. Назначение устройства автоматического запоминания дозировки.
9. Каково назначение реле синхронизации в устройстве АЗД?
10. Почему вывод дозировки на неле запоминания производится в двоичном коде?
11. Что означают вынесенные устройства АЗД, каковы особенности их выполнения?
12. Каковы основы алгоритма АДВ?

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Правила устройства электроустановок. М.: Энергоатомиздат, 1986.
2. Рожкова Л.Д., Добродеев Е.Д. Электрооборудование тепловых и атомных электростанций. М.: Энергоатомиздат, 1986.
3. Беркович М.А., Комаров А.Н., Семенов В.А. Основы автоматики энергосистем. — 2-е изд. М.: Энергоиздат, 1981.
4. Автоматика электроэнергетических систем/О.П. Алексеев, В.Е. Казанский, В.Л. Козис и др.; Под ред. В.Л. Козиса и Н.И. Овчаренко. М.: Энергоиздат, 1981.
5. Баркан Я.Д., Орехов Л.А. Автоматизация энергосистем. М.: Высшая школа, 1981.
6. Забегалов В.А., Орнов В.Г., Семенов В.А. Автоматизированные системы диспетчерского управления. М.: Энергоатомиздат, 1984.
7. Применение ЭВМ для автоматизации технологических процессов в энергетике/М.А. Беркович, Г.А. Дорошенко, У.К. Курбангалиев и др.; Под ред. В.А. Семенова. М.: Энергоатомиздат, 1983.
8. Семенов В.А. Автоматизированные системы диспетчерского управления. М., ВИНТИ, 1985.
9. Федосеев А.М. Релейная защита электроэнергетических систем М.: Энергоатомиздат, 1984.
10. Веников В.А. Переходные электрохимические процессы в электрических системах. М.: Высшая школа, 1985.
11. Портий М.Г., Рабинович Р.С. Управление энергосистемами для обеспечения устойчивости. М.: Энергия, 1978.
12. Руководящие указания по устойчивости энергосистем. М., СПО "Союзтехэнерго", 1983.
13. Иофьев Б.И. Автоматическое аварийное управление мощностью энергосистем. М.: Энергия, 1974.
14. Совалов С.А., Семенов В.А. Противоаварийное управление в энергосистемах. М.: Энергоатомиздат, 1988.
15. Васькова Т.В., Лагускер В.М. Алгоритмы автоматической дозировки управляющих воздействий противоаварийной автоматики//Вопросы противоаварийной автоматики электроэнергетических систем. М.: Энергоиздат, 1982. С. 16–23. (Тр. Ин-та Энергосетей).
16. Брухис Г.Л., Глускин И.З. Устройство автоматического запоминания дозировки управляющих воздействий//Там же, С. 42–51.
17. Овчинников В.В. Автоматическое повторное включение. М.: Энергоатомиздат, 1986.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Введение	4
<i>Глава первая. Общие сведения по автоматике</i>	6
1.1. Основные понятия и определения теории автоматического управления и регулирования	6
1.2. Характеристики регулирования	9
<i>Глава вторая. Автоматическое повторное включение (АПВ)</i>	12
2.1. Назначение АПВ	12
2.2. Классификация устройств АПВ. Основные требования к схемам АПВ	14
2.3. Устройство АПВ однократного действия	15
2.4. Особенности выполнения схем АПВ на телемеханизированных подстанциях	18
2.5. Особенности выполнения схем АПВ на воздушных выключателях	21
2.6. Выбор уставок схем однократных АПВ для линий с односторонним питанием	23
2.7. Ускорение действия релейной защиты при АПВ	24
2.8. Выполнение схем АПВ на переменном оперативном токе	27
2.9. Двукратное АПВ	30
2.10. Трехфазное АПВ на линиях с двусторонним питанием	33
2.11. Однофазное автоматическое повторное включение (ОАПВ)	41
2.12. Автоматическое повторное включение шин	42
<i>Глава третья. Автоматическое включение резерва (АВР)</i>	43
3.1. Назначение АВР	43
3.2. Основные требования к схемам АВР	46
3.3. Автоматическое включение резерва на подстанциях	46
3.4. Пусковые органы минимального напряжения	51
3.5. Автоматическое включение резервных трансформаторов на электростанциях	53
3.6. Сетевые АВР	60
3.7. Расчет уставок АВР	60
<i>Глава четвертая. Автоматическое регулирование напряжения в электрических сетях</i>	63
4.1. Назначение регулирования напряжения	63
4.2. Автоматический регулятор напряжения трансформаторов	65
4.3. Управление батареями конденсаторов	70
<i>Глава пятая. Интегрированные системы управления подстанциями</i>	71
5.1. Общие сведения	71
5.2. Интегрированные системы оперативного и автоматического управления	75
5.3. Интегрированная система управления подстанцией, реализующая наряду с функциями оперативного и автоматического управления функции релейной защиты	77
<i>Глава шестая. Автоматическое включение синхронных генераторов на параллельную работу</i>	81

6.1.	Способы синхронизации	81	11.4.	Устройство автоматического запоминания дозировки управляющих воздействий	221
6.2.	Устройства автоматического включения генераторов на параллельную работу	84	11.5.	Алгоритм автоматической дозировки управляющих воздействий	231
Глава седьмая. Автоматическое регулирование возбуждения синхронных машин		104	Список литературы.		236
7.1.	Общие сведения о системах возбуждения	104			
7.2.	Назначение и виды автоматического регулирования возбуждения (АРВ)	108			
7.3.	Релейные устройства быстродействующей форсировки возбуждения (УБФ) и расфорсировки	109			
7.4.	Компаундирование возбуждения генераторов	111			
7.5.	Электромагнитный корректор напряжения	113			
7.6.	Автоматические регуляторы возбуждения с компаундированием и электромагнитным корректором напряжения	118			
7.7.	Устройство автоматического регулирования и форсировки возбуждения для генераторов с высокочастотными возбудителями	126			
7.8.	Автоматические регуляторы возбуждения сильного действия	129			
7.9.	Автоматическое регулирование напряжения на шинах электростанций	135			
Глава восьмая. Автоматическое регулирование частоты и активной мощности		140			
8.1.	Общие сведения	140			
8.2.	Первичные регуляторы частоты вращения турбин	143			
8.3.	Характеристики регулирования частоты вращения турбин и электрической частоты сети	145			
8.4.	Способы регулирования частоты в энергосистеме	147			
8.5.	Автоматическое регулирование перетоков мощности	151			
8.6.	Комплексное регулирование частоты и перетоков мощности	153			
8.7.	Микропроцессорный регулятор активной мощности энергоблока	159			
Глава девятая. Автоматическая частотная разгрузка (АЧР)		160			
9.1.	Назначение и основные принципы выполнения АЧР	160			
9.2.	Предотвращение ложных отключений потребителей при кратковременных снижениях частоты в энергосистеме	164			
9.3.	Автоматическое повторное включение после АЧР	165			
9.4.	Схемы АЧР и ЧАПВ	166			
9.5.	Отделение собственного расхода тепловых электростанций при снижении частоты в энергосистеме	169			
9.6.	Дополнительная местная разгрузка по другим факторам	170			
9.7.	Автоматический пуск гидрогенераторов при снижении частоты в энергосистеме	170			
Глава десятая. Противоаварийная автоматика (ПА)		172			
10.1.	Назначение и классификация устройств противоаварийной автоматики	172			
10.2.	Понятие об устойчивости параллельной работы энергосистем	175			
10.3.	Средства повышения статической и динамической устойчивости	180			
10.4.	Устройства ПА для предотвращения нарушения устойчивости	183			
10.5.	Устройство телепередачи аварийных сигналов автоматики (ТСА)	193			
10.6.	Асинхронный режим и устройства автоматической ликвидации асинхронного режима	195			
10.7.	Автоматическое ограничение повышения напряжения	204			
Глава одиннадцатая. Применение электроинно-вычислительных машин в противоаварийной автоматике		213			
11.1.	Общие сведения	213			
11.2.	Способы применения ЭВМ в устройстве АДВ	214			
11.3.	Структура и характеристика управляющей ЭВМ	217			

Учебное издание

Беркович Михаил Арнольдович
Гладышев Владимир Афанасьевич
Семенов Владимир Александрович

АВТОМАТИКА ЭНЕРГОСИСТЕМ

Редактор издательства *Н.В. Ольшанская*
Художественный редактор *В.А. Гозак-Хозак*
Технические редакторы *Т.Н. Тюрина, Л.А. Обухова*
Корректор *Л.А. Гладкова*
ИБ № 3007

Набор выполнен в издательстве. Подписано в печать с оригинала-макета 18.03.91.
Формат 60 x 88 1/16. Бумага офсетная № 2. Печать офсетная. Усл. печ. л. 14,70.
Усл. кр.-отт. 14,70. Уч.-изд. л. 16,00. Тираж 10000 экз. Заказ № 452 Цена 80 к.
Энергоатомиздат, 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10.

Ленинградская типография № 4 Государственного комитета СССР по печати.
191126, Ленинград, Социалистическая ул., 14